



UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

RONALD JOGAIB

**Proteção de Perda de Sincronismo Integrada:  
Uma nova Abordagem para Aumento da  
Confiabilidade Operativa no Sistema Elétrico  
de Potência Interligado**

NITERÓI

2022

UNIVERSIDADE FEDERAL FLUMINENSE  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA E DE  
TELECOMUNICAÇÕES

RONALD JOGAIB

**Proteção de Perda de Sincronismo Integrada:  
Uma nova Abordagem para Aumento da  
Confiabilidade Operativa no Sistema Elétrico  
de Potência Interligado**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Orientadora:  
Yona Lopes, D.Sc.

NITERÓI

2022

Ficha catalográfica automática - SDC/BEE  
Gerada com informações fornecidas pelo autor

J62p Jogaib, Ronald  
Proteção de Perda de Sincronismo Integrada: Uma nova  
Abordagem para Aumento da Confiabilidade Operativa no Sistema  
Elétrico de Potência Interligado / Ronald Jogaib. - 2022.  
109 f.: il.

Orientador: Yona Lopes.  
Dissertação (mestrado)-Universidade Federal Fluminense,  
Escola de Engenharia, Niterói, 2022.

1. Sistema elétrico de potência. 2. Proteção de sistema  
elétrico. 3. Produção intelectual. I. Lopes, Yona,  
orientadora. II. Universidade Federal Fluminense. Escola de  
Engenharia. III. Título.

CDD - XXX

RONALD JOGAIB

Proteção de Perda de Sincronismo Integrada: Uma nova Abordagem para Aumento da Confiabilidade Operativa no Sistema Elétrico de Potência Interligado

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações da Universidade Federal Fluminense como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e de Telecomunicações. Área de concentração: Sistemas de Energia Elétrica.

Aprovada em 11 de março de 2022.

BANCA EXAMINADORA



---

Prof.<sup>ª</sup> Yona Lopes, D.Sc. – Orientadora  
Universidade Federal Fluminense (UFF)



---

Prof. Márcio Zamboti Fortes, D.Sc. – Membro Interno  
Universidade Federal Fluminense (UFF)



---

Prof. Felipe Lopes, D.Sc. – Membro Externo  
Universidade Federal da Paraíba (UFPB)

Niterói

2022

*Dedico este trabalho a minha orientadora, Prof<sup>ª</sup>. Yona Lopes, D.Sc., que cumpriu seu papel com excelência profissional. Não tenho dúvidas que sem seu apoio e incentivo não conseguiria concluir essa etapa de minha vida.*

# Agradecimentos

A Deus por me dar forças e sabedoria ao longo da vida, por sua Graça que me proporcionou grandes momentos de ensinamentos.

Aos meus pais, Ronald e Fátima, e minha irmã, Carol, pelo seu amor, carinho e confiança em mim, por mostrarem a importância do conhecimento em minha vida.

A minha esposa, Marianna, por estar ao meu lado me proporcionando um lar de muito carinho e amor, possibilitando minha dedicação ao mestrado. Não só isso, mas também sua compreensão de minhas horas abdicadas da família para me empenhar nessa dissertação.

Aos meus filhos, Nathaniel e Daniel, que me motivam a ser um profissional melhor, especializado, para dar condições a eles e servir também de exemplo em sua educação formação profissional.

A minha orientadora que cumpriu seu papel com excelência, realizando as perguntas-chave que me nortearam nessa pesquisa e não só isso por me incentivar a concretizar um sonho que tanto almejava e que havia adiado tendo em vista as adversidades da vida.

Ao doutorando e amigo Paulo Henrique Barbosa de Souza Pinheiro que possui um dom da solidariedade ao próximo, sendo uma referência para diversos alunos da Universidade Federal do Fluminense.

# Resumo

A aplicação da Proteção de Perda de Sincronismo (PPS) tem como objetivo manter a estabilidade do Sistema Elétrico de Potência Interligado, através da separação das áreas elétricas, quando detectada uma oscilação de potência instável, que resulta em uma perda de sincronismo entre essas áreas. A aplicação individualizada das PPSs nas linhas de transmissão que interligam as áreas elétricas é comum e já se mostrou eficiente frente a grandes perturbações no Sistema Elétrico de Potência Interligado. Nesse sentido, o Sistema Especial de Proteção (SEP) é um sistema automático de controle e proteção visando permitir maior utilização do sistema de transmissão e geração. Desta forma, aumenta-se a confiabilidade proporcionando maior segurança operativa no sistema de potência elétrico interligado. O SEP é responsável por detectar condições adversas e tomar a ação corretiva necessária para manter em proporções seguras tal situação irregular. Assim, o SEP é capaz de prevenir que perturbações possam levar o sistema a perda de estabilidade e a um colapso de tensão, evitando apagões em um sistema de potência. No entanto, atualmente a aplicação das PPSs e dos SEPs se restringem a pequenas áreas, reduzindo seu poder de atuação.

Para resolver este problema, nesta dissertação é proposta uma nova abordagem chamada Sistema Especial de Proteção com as Proteções de Perda de Sincronismo (SEP-PPS). Com o SEP-PPS pretende-se aumentar a confiabilidade operativa no Sistema Elétrico de Potência Interligado através de uma nova abordagem com as PPSs integradas, para separação mais rápida das áreas elétricas. Através de uma rede de longa distância, do inglês *Wide Area Network* (WAN), a nova abordagem pode trazer mais rapidez para separação das áreas elétricas e como consequência reduzir a ocorrência de blecautes. Devido à heterogeneidade de fabricantes de equipamentos no Sistema Elétrico Potência Interligado, e a necessidade de rápida comunicação, a norma IEC 61850 foi escolhida para que a solução seja agnóstica a fabricante e atenda aos requisitos rígidos de tempo impostos por essa aplicação.

É apresentada uma ocorrência real no *Sistema Interligado Nacional* (SIN) da atuação da função PPS individualizada em mais de um dispositivo eletrônico inteligente, do inglês *Intelligent Electronic Device* (IED), para a separação das áreas elétricas. Em seguida, como estudo de caso, os IEDs envolvidos na ocorrência em questão são configurados conforme a nova abordagem proposta e integrados numa rede de comunicação compondo o SEP-PPS com o intuito de comparar os tempos de separação das áreas elétricas com a atuação das PPSs individualizadas e a atuação do SEP-PPS.

**Palavras-chave:** PPS, SEP, WAN, IEC 61850, GOOSE, estabilidade, blecaute, Sistema Elétrico Interligado, separação de áreas elétricas, velocidade, seletividade, segurança, rede de comunicação.

# Abstract

The application of Out-of-Step protection (OST) aims to maintain the stability of the Interconnected Electric Power System, by separating the electrical areas, when an unstable power oscillation is detected, which results in a loss of synchronism between these areas. The individualized application of OST in the transmission lines that interconnect the electrical areas is common and has already proved to be efficient in the face of major disturbances in the Interconnected Electric Power System. In this sense, the Special Protection System (SPS) is an automatic control and protection system aimed at allowing greater use of the transmission and generation system. In this way, reliability is increased, providing greater operational safety in the interconnected electrical power system. The SPS is responsible for detecting adverse conditions and taking the necessary corrective action to eliminate or maintain such irregular situation in safe proportions. Thus, the SPS is able to prevent disturbances that can lead the system to a loss of stability and a voltage collapse, avoiding blackouts in a power system. However, currently the application of OST and SPS are restricted to small areas, reducing their power of action.

The purpose of this dissertation is to increase the operational reliability in the Interconnected Power Electric System with a new approach of OST integrated through a wide area network (WAN), called Special Protection System with OST (SPS-OST), for separation fastest of the electrical areas. With the approach of integrating OST through a WAN, the new approach can bring faster separation of electrical areas and, as a consequence, reduce the occurrence of blackouts. Due to the heterogeneity of equipment manufacturers in the Interconnected Power Electrical System, and the need for fast communication, the IEC 61850 standard was chosen so that the solution is manufacturer agnostic and meets the strict time requirements imposed by this application.

The present dissertation discusses a real occurrence in the Brazilian National Interconnected System (SIN), of the performance of the individualized OST function in more than one intelligent electronic device (IED), for the separation of electrical areas. Then, as a case study, the IEDs involved in the event in question are configured according to the new proposed approach and integrated into a communication network composing the SPS-OST in order to compare the separation times of the electrical areas with the performance of the individualized OST and the performance of the SPS-OST.

**Keywords:** OST, SPS, WAN, IEC 61850, GOOSE, Stability, Blackouts, Interconnected Electric Power System, separating the electrical areas, speed, selectivity, security, communication network

# Lista de Figuras

2.1	Estados de Operação Antes e Depois de Uma Perturbação . . . . .	9
2.2	Curva da relação entre ângulo e potência - Caso Estável . . . . .	12
2.3	Curva da relação entre ângulo e potência - Caso Instável . . . . .	12
2.4	Interligações entre Áreas Elétricas do SIN . . . . .	14
2.5	Interligação Norte - Sudeste/Centro-Oeste feita por três LTs . . . . .	15
2.6	Oscilografia de tensão e corrente numa condição de falta e Velocidade da Impedância Pré-falta para Falta . . . . .	16
2.7	Oscilografia de tensão e corrente durante um evento de perda de sincronismo, [1] . . . . .	16
2.8	Características da Curva de Oscilação de Potência nos IEDs de Proteção, [1] . . . . .	17
2.9	Ajuste da Curva de Oscilação de Potência - SEL 421 . . . . .	18
2.10	Bloqueio por Oscilação de Potência - SEL 421 . . . . .	19
2.11	Disparo por Oscilação de Potência - SEL 421 . . . . .	19
2.12	Relação de OSBD e OSTD com a velocidade da impedância e frequência de escorregamento, [2] . . . . .	20
2.13	Critério das áreas iguais na estabilidade dinâmica, [3] . . . . .	21
2.14	Plano R-X, [3] . . . . .	22
2.15	Áreas Elétricas do SIN . . . . .	23
2.16	Linhas de Transmissão das Interligações do SIN . . . . .	24
2.17	Rede LAN Subestação de Açú III . . . . .	27
2.18	Rede LAN Subestação de Juazeiro . . . . .	28
2.19	Rede WAN entre as subestações A, D, E, F e G . . . . .	29

---

2.20	Rede WAN das subestações A, B e C com o COC . . . . .	29
2.21	Exemplo SIPS, [4] . . . . .	30
2.22	Exemplo Sistema de Corte de Geração, [4] . . . . .	31
2.23	Detecção de Perda de Sincronismo . . . . .	32
2.24	Estrutura básica de Comunicação entre Subestações . . . . .	34
2.25	Comunicação entre Subestações via Tunelamento . . . . .	35
2.26	Comunicação entre Subestações via Tunelamento . . . . .	37
2.27	Arquitetura de rede LAN e WAN de um SEP . . . . .	41
3.1	Seleção Inicial dos Estudos - Leitura do Resumo . . . . .	47
3.2	Prioridade de Leitura . . . . .	48
3.3	Perguntas para a Qualidade dos Trabalho . . . . .	49
3.4	Trabalho que contribuíram com extração de dados . . . . .	49
4.1	Intercâmbio entre Áreas Elétricas do SIN . . . . .	55
4.2	Intercâmbio entre Áreas Elétricas do SIN . . . . .	56
4.3	Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas . . . . .	59
4.4	Tempo atuação da PPS . . . . .	59
4.5	Tensão e Frequência após a abertura das Interligações Norte-Nordeste e Norte-Sudeste . . . . .	61
4.6	Proposta do SEP-PPS . . . . .	62
4.7	PPS Local + WAPS + WAMB proposta em [5] . . . . .	64
4.8	Tempos dos testes em plataforma . . . . .	65
4.9	Arquitetura Proposta . . . . .	65
4.10	Rede do SEP N/NE/SE - ONS . . . . .	65
4.11	SEP-PPS da Subestação Rio das Éguas - ONS - [6] . . . . .	67
5.1	Topologia Lógica . . . . .	69
5.2	Topologia Física . . . . .	69

---

5.3	Topologia utilizada para monitoramento . . . . .	70
5.4	Proposta do SEP-PPS . . . . .	73
5.5	Separação Norte e Sudeste através do SEP-PPS . . . . .	74
5.6	Separação Norte e Nordeste através do SEP-PPS . . . . .	75
5.7	Separação Nordeste com Sudeste e Centro-Oeste através do SEP-PPS . . . . .	76
5.8	Separação das Regiões Elétricas através do SEP-PPS . . . . .	76
5.9	Arquitetura dos Testes de Bancada . . . . .	77
5.10	Curva de Ajuste da Função PPS no IED SD . . . . .	79
5.11	Ajustes PPS parametrizados no IED SD . . . . .	80
5.12	Ajustes Publicação GOOSE no IED SD . . . . .	81
5.13	Dataset Publicação GOOSE no IED SD . . . . .	81
5.14	Ajustes Assinatura do GOOSE no IED SM . . . . .	82
5.15	Oscilografia do IED SD . . . . .	82
5.16	Eventos IEDs SM e SD . . . . .	85
5.17	Dispersão do Tempo de Propagação Através da Fibra Ótica . . . . .	85

# Lista de Tabelas

3.1	Trabalhos Encontrados com os Strings de Busca nas Plataformas . . . . .	46
4.1	Tempo de atuação da PPS . . . . .	58
4.2	Tempo de Separação da Região Norte e de Ilhamento do SIN . . . . .	60
5.1	Tempos obtidos . . . . .	70
5.2	Impedâncias Medidas na Zona 7 e Zona 6 . . . . .	83
5.3	Delta Z entre Z7 e Z6 . . . . .	83
5.4	Relação de Transformação de TPC e TC . . . . .	83
5.5	Tempo de atuação do SEP-PPS . . . . .	86
5.6	Tempo Separação - PPS Clássica vs SEP-PPS . . . . .	86

# Lista de Abreviaturas e Siglas

<b>GOOSE</b>	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i> . . . . .	4
<b>IED</b>	<i>Intelligent Electronic Device</i> . . . . .	iv
<b>LAN</b>	<i>Local Area Network</i> . . . . .	27
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema . . . . .	3
<b>PMU</b>	<i>Phasor Measurement Unit</i> . . . . .	51
<b>PMU</b>	<i>Phasor Measurement Units</i> . . . . .	51
<b>RTU</b>	<i>Remote Terminal Unit</i> . . . . .	30
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> . . . . .	25
<b>SEP</b>	Sistema Especial de Proteção . . . . .	iv
<b>SV</b>	<i>Sampled Values</i> . . . . .	32
<b>TC</b>	Transformador de Corrente . . . . .	83
<b>WAN</b>	<i>Wide Area Network</i> . . . . .	iv
<b>LT</b>	Linha de Transmissão . . . . .	3
<b>IED</b>	<i>Intelligent Electronic Device</i> . . . . .	iv
<b>SCADA</b>	<i>Supervisory Control and Data Acquisition</i> . . . . .	25
<b>PPS</b>	Proteção de Perda de Sincronismo . . . . .	iv
<b>ONS</b>	Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro . . . . .	3
<b>WAPS</b>	<i>Wide Area Protection Systems</i> . . . . .	50
<b>WAMB</b>	<i>Wide Area Measurement Based</i> . . . . .	50
<b>PMU</b>	<i>Phase Measurement Unit</i> . . . . .	51
<b>WARP</b>	<i>Wide Area Relay Protection</i> . . . . .	51
<b>WAMS</b>	<i>Wide Area Measurement System</i> . . . . .	50
<b>SIN</b>	<i>Sistema Interligado Nacional</i> . . . . .	iv
<b>GPS</b>	<i>Global Position System</i> . . . . .	50

---

<b>WABP</b>	<i>Wide Area Backup Protection</i> . . . . .	52
<b>WAMPAC</b>	<i>Wide Area Monitoring, Protection, and Control</i> . . . . .	51
<b>GOOSE</b>	<i>Generic Object Oriented Substation Event</i> . . . . .	4
<b>SV</b>	<i>Sample Values</i> . . . . .	32
<b>SEP-PPS</b>	Sistema Especial de Proteção com as Proteções de Perda de Sincronismo . . . . .	iv
<b>COC</b>	Centro de Operação e Controle . . . . .	29
<b>RS</b>	Revisão Sistemática . . . . .	4
<b>SPCS</b>	Sistema de Proteção, Controle e Supervisão . . . . .	26
<b>TPC</b>	Transformador de Potencial Capacitivo . . . . .	83
<b>CE</b>	Equipamento Central . . . . .	30

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>1</b>
1.1	Caracterização do problema . . . . .	4
1.2	Objetivo . . . . .	5
1.3	Metodologia . . . . .	5
1.4	Contribuições desse Trabalho . . . . .	6
1.5	Estrutura da Dissertação . . . . .	6
<b>2</b>	<b>Referencial Teórico e Motivação</b>	<b>8</b>
2.1	Estado Operacional do Sistema Elétrico de Potência Interligado . . . . .	8
2.2	Estabilidade Eletromecânica do Sistema Elétrico de Potência Interligado . . . . .	10
2.2.1	Critério da Igualdade das Áreas . . . . .	11
2.3	Filosofia da PPS . . . . .	11
2.3.1	Discriminação de Oscilações de Potência e Curto-Circuito . . . . .	15
2.3.2	Ajustes das Funções Bloqueio por Oscilação de Potência e Disparo por Perda de Sincronismo . . . . .	17
2.4	Critério das Áreas Iguais vs Percurso da Impedância . . . . .	20
2.4.1	Cenário Brasileiro - Ajustes das Funções, Bloqueio por Oscilação de Potência e Disparo por Perda de Sincronismo . . . . .	23
2.5	Ações do SEP para controle de estabilidade . . . . .	23
2.6	Norma IEC 61850 - Redes de Comunicação em Sistemas e Subestações . . . . .	25
2.7	<i>Local Area Network</i> (LAN) . . . . .	27
2.8	<i>Wide Area Network</i> (WAN) . . . . .	27

---

2.9	Comunicação, entre subestações, norma IEC/TR 61850-90-1 . . . . .	30
2.9.1	Requisitos para a rede de comunicação entre subestações . . . . .	32
2.9.2	Arquitetura de Comunicação . . . . .	34
2.9.2.1	Tunelamento . . . . .	34
2.9.2.2	Gateway . . . . .	36
2.9.3	Requisitos Mínimos da Rede LAN e WAN, conforme a norma IEC 61850, entre diferentes Agentes . . . . .	38
<b>3</b>	<b>Levantamento do Estado da Arte</b>	<b>42</b>
3.1	Protocolo de Revisão Sistemática de Literatura . . . . .	42
3.1.1	Objetivo . . . . .	42
3.1.2	População . . . . .	43
3.1.3	Intervenção . . . . .	43
3.1.4	Resultados . . . . .	43
3.1.5	Aplicação . . . . .	43
3.1.6	Palavras-chave . . . . .	44
3.1.7	Definição de critério para seleção da Fonte . . . . .	44
3.1.8	Idioma dos Artigos . . . . .	44
3.1.9	Método de Pesquisa das Fontes . . . . .	44
3.1.10	Critério de Inclusão e Exclusão . . . . .	45
3.1.11	Definição dos Tipos de Estudo . . . . .	45
3.1.12	Seleção Inicial dos Estudos . . . . .	46
3.1.13	Valor da qualidade dos Trabalhos . . . . .	47
3.1.14	Resumo do resultado da RS . . . . .	50
<b>4</b>	<b>Proposta para o SEP-PPS</b>	<b>54</b>
4.1	Problema da atuação da PPS-Clássica . . . . .	54

---

4.1.1	Ocorrência do dia 21/03/2018 às 15h48 envolvendo o Bipolo de Corrente Contínua Xingu / Estreito . . . . .	54
4.2	Descrição da Proposta . . . . .	61
4.3	SEP-PPS entre Agentes de Transmissão Distintos . . . . .	66
<b>5</b>	<b>Implementação e Resultados</b>	<b>68</b>
5.1	Implementação para atestar a viabilidade da proposta . . . . .	68
5.1.1	Topologia para atestar a viabilidade da proposta . . . . .	68
5.1.2	Resultados dos Testes para atestar a viabilidade da proposta . . . . .	70
5.2	Estudo de Caso: Implementação da Proposta . . . . .	71
5.2.1	Descrição dos Testes para validar o Estudo de Caso . . . . .	77
5.2.1.1	Simulações e Resultados dos Ensaios dos Testes . . . . .	84
5.2.2	Conclusão dos Tempos Obtidos nos Testes . . . . .	85
<b>6</b>	<b>Conclusão e Trabalhos Futuros</b>	<b>88</b>
	<b>Referências</b>	<b>90</b>

# Capítulo 1

## Introdução

O SIN tem sofrido cada vez mais com o aumento da complexidade para se obter uma operação segura. Um fator que contribuiu para o aumento da complexidade operativa do SIN foram as rigorosas restrições colocadas pelas legislações ambientalistas, que impossibilitaram as construções de usinas hidrelétricas com grandes reservatórios e dificultaram a obtenção das licenças ambientais para as construções das linhas de transmissão.

Com esse cenário o setor elétrico brasileiro experimenta um crescimento exponencial das fontes renováveis, como as usinas eólicas e solares. Esse aumento das fontes renováveis tem trazido modificações importantes na matriz energética brasileira. As usinas eólicas e solares não possuem capacidade de gerar continuamente e com isso devem ter sua energia despachada sempre que disponível. O problema para despachar energia dessas fontes está na capacidade de transmissão do setor elétrico. Infelizmente, com atrasos em diversos empreendimentos de linhas de transmissão, aumenta a complexidade para despacho toda energia gerada pelas fontes renováveis atendendo as inequações de estabilidade do fluxo de potência.

O planejamento do sistema brasileiro é baseado no critério de confiabilidade mais tradicional do sistema de potência, o critério “n-1”, ou seja, o sistema deve conseguir suportar a perda de qualquer elemento sem interrupção do fornecimento. Isso significa que, mesmo quando da ocorrência de uma contingência simples, o sistema deve ser capaz de permanecer operando sem interrupção do fornecimento de energia, perda de estabilidade, violação de padrões de grandezas elétricas (frequência, tensão) e sem atingir limites de sobrecarga de equipamentos e instalações. Na operação do SIN, o critério de confiabilidade n-1 é adotado de forma geral, porém para alguns pontos específicos do sistema, em especial para os principais troncos de transmissão, adota-se um critério de confiabilidade mais restritivo, envolvendo a perda de dois ou mais componentes. O critério para justificar

essa adoção é a comparação entre o investimento adicional em confiabilidade e o impacto socioeconômico causado por uma eventual falha múltipla no suprimento. Nesse contexto, o operador buscou aumentar a capacidade do SIN em suportar contingências extremas, usualmente provocadas por defeitos múltiplos, por defeitos singelos com desligamentos múltiplos ou por sucessivos desligamentos de elementos de transmissão.

Com isso a implementação dos SEPs tem crescido cada vez mais, visando explorar por completo as fontes existentes no setor elétrico brasileiro sem comprometer a segurança operativa.

Seja o critério de planejamento o “n-1” ou de natureza probabilística dos riscos, o SEP possui um papel fundamental. Em muitos casos, o critério de suportar a pior contingência simples ou mesmo o critério de confiabilidade mais restritivo, envolvendo a perda de dois ou mais componentes, possui, em geral, um custo mais elevado do que os SEPs, que são é uma solução mais ágil de implementar.

Em [7] define-se que os SEPs são sistemas automáticos de controle e proteção com o objetivo de permitir maior utilização do sistema de transmissão e geração, aumentando a confiabilidade e proporcionando maior segurança operativa no sistema de potência elétrico interligado. O SEP é responsável por detectar condições adversas e tomar a ação corretiva necessária para manter em proporções seguras tal situação irregular e assim prevenir que perturbações possam levar o sistema a perda de estabilidade e a colapso de tensão, evitando apagões em um sistema de potência.

Num sistema elétrico de potência interligado de grandes proporções, que possuem diversas linhas de transmissão e fontes de gerações é necessário que os SEPs realizem o monitoramento e supervisão do maior número de equipamentos possíveis, espalhados pelas subestações, para que a ação do SEP seja efetiva. A integração desse monitoramento e supervisão através de rede de comunicação de longa distância, ou do inglês, *Wide Area Network* (WAN) pode tornar o SEP mais eficaz garantido um estado operacional mais seguro do sistema elétrico de potência interligado.

As ações dos SEPs se tornam muito restritas quando aplicados isoladamente. Sem uma integração através de uma WAN seu monitoramento e a própria ação do SEP se restringe a equipamentos de uma única subestação, reduzindo seu poder de atuação para o aumento de confiabilidade e segurança de operação dos sistemas elétricos interligados.

Diversos trabalhos já apontam o benefício da utilização da rede WAN no sistema de potência. Em [5, 8, 9, 10] é verificado o ganho da utilização da rede de comunicação de

longa de distância nos SEPs e em [11] o próprio Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro (ONS) demonstra a necessidade de um SEP no SIN, conforme a norma IEC 61850 numa WAN envolvendo diversos Agentes.

Outro recurso para operar o sistema de potência com segurança é a *Proteção de Perda de Sincronismo* (PPS). A PPS visa manter a estabilidade do sistema elétrico de potência interligado, através da separação das áreas elétricas, quando detectado uma oscilação de potência instável.

Basicamente o funcionamento de uma PPS é feito através dos IEDs de proteção que ficam instalados nas linhas de transmissão que interligam as áreas elétricas. Através das medições de corrente e tensão dessas linhas é possível determinar se o sistema sofreu uma oscilação de potência estável ou instável. A PPS possui ajustes pré-estabelecidos capazes de discriminar uma ocorrência estável e instável, e quando há a detecção de uma oscilação instável a PPS deverá comandar a abertura da LT monitorada com o intuito de separar as áreas elétricas e evitar assim a propagação dessa instabilidade.

Então as PPSs são normalmente instaladas em Linhas de Transmissões (LTs) estratégicas, que interligam áreas elétricas. A interligação de áreas elétricas é geralmente feita por mais de uma Linha de Transmissão (LT), sendo necessário ter uma PPS instalada em cada LT.

Como as PPSs de cada LT não estão integradas e possuem ajustes distintos, tendo em vista a particularidade dos IEDs de cada fabricante, a separação das áreas elétricas depende da atuação individual de cada PPS. Essa atuação individual das PPSs aumenta o tempo de separação das áreas elétricas podendo gerar uma instabilidade em todo o sistema elétrico de potência interligado. Quanto mais rápida a atuação das PPSs maior a garantia de manter o sistema estável evitando se assim a ocorrência de um blecaute.

Através do estudo da literatura verificamos que a aplicação de WAN em SEP conforme norma IEC 61850 é uma área de estudo promissora com especial aplicação ao setor elétrico brasileiro. A aplicação de WAN para controle de estabilidade do sistema elétrico interligado já tem sido tema de diversos artigos e sua prática como soluções técnicas já tem sido amplamente utilizada, tendo vista a melhoria significativa no estado de operação do sistema interligado que essa aplicação possa trazer.

A norma IEC 61850 possui os adendos que são as partes 90 que contemplam as Redes e Sistemas de Comunicação para Automação de Concessionárias de Energia (em inglês - *Communication Networks and Systems for power utility automation*), sendo destacas as

seguintes partes para a dissertação:

- *Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations*
- *Part 90-2 : Using IEC 61850 for communication between substations and control centres*
- *Part 90-4: Network engineering guidelines*
- *Part 90-5: Use of IEC 61850 to transmit synchrophasor information according to IEEE C37.118*
- *Part 90-12: Wide area network engineering guidelines*

Através Revisão Sistemática (RS), [12] verificou-se diversas aplicações de WANs conforme a norma IEC 61850 para obter uma operação mais segura do sistema elétrico de potência interligado.

No entanto a aplicação da integração das PPSs através da WAN para a separação das áreas é uma tema que ainda não foi estudado, de acordo com a RS, [12]. A dissertação em questão abordará a integração das PPSs através da WAN com o intuito de reduzir o tempo de separação das áreas elétricas, transformando a integração dessas PPSs num SEP-PPS.

## 1.1 Caracterização do problema

A aplicação dos SEPs é uma prática amplamente difundida e muito utilizada para se obter uma operação segura do Sistema Elétrico Interligado. Agora sem a utilização de uma WAN a aplicação do SEP fica restringida a pequenas áreas de atuações, reduzindo seu poder de ação.

Com o avanço tecnológico que o setor de telecomunicações vem apresentado, possibilitando cada vez mais velocidades maiores para troca de mensagens em distâncias longas, oferecendo maior resiliência e segurança, os SEPs tem sido concebido com novas aplicações que envolve o monitoramento e ação mais amplos através do uso das WANs.

A norma IEC 61850 através das partes 90 possibilitam diversas maneiras da troca de mensagem, do inglês, *Generic Object Oriented Substation Event* (GOOSE) entre subestações.

Através RS, [12], verificou-se que alguns trabalhos já apontam as vantagens de da utilização da WAN entre subestações [5, 8, 9] no entanto, nenhum dos trabalhos levantados contemplou uma aplicação de WAN entre subestações de diferentes Agentes para a integração das PPSs. Provavelmente, tendo em vista a particularidade do setor elétrico brasileiro de transmissão, aonde numa subestação é possível ter equipamentos de transmissão de mais de um Agente e como consequência redes LAN de mais de um Agente.

Com isso verificou-se que a literatura carece de trabalhos que apresentam a solução de integração das PPSs, instaladas em linhas de transmissão de mais de um Agente. Então, através da análise do levantamento do estado da arte, a dissertação em questão irá propor a integração entre as PPS de diversos Agentes de transmissão, através de uma WAN, com o intuito de reduzir o tempo de separação das áreas elétricas, evitando assim a ocorrência de blecautes quando a detecção de oscilação de potências instáveis.

## 1.2 Objetivo

Esta dissertação tem como objetivo geral propor a utilização da rede de comunicação conforme a norma IEC 61850 para integração das PPS, através de uma rede de comunicação ampla (WAN), envolvendo subestações distintas de diferentes Agentes de transmissão. A integração das PPSs será denominado SEP-PPS e visa melhorar o desempenho das PPSs reduzindo o tempo de separação das áreas elétricas.

A rede de comunicação aplicada nesse trabalho será conforme a norma IEC 61850 para atender um dos principais objetivos propostos por essa norma, a saber, a interoperabilidade e a intercambialidade entre equipamentos de diferentes fabricantes. Com isso, a aplicação desse trabalho poderá ser feito com qualquer IED que possua a função de PPS e que atenda a norma IEC 61850.

A comprovação da efetividade proposta por essa dissertação se dará através de um estudo de caso com a atuação das PPSs integradas por uma WAN comparado com a atuação das PPSs não integradas numa ocorrência real.

## 1.3 Metodologia

Foi inicialmente realizada uma RS, [12] sobre Utilização de Rede de Comunicação de Longa Distância (WAN), entre subestações, conforme a norma IEC 61850, para aumento da confiabilidade operativa no Sistema Elétrico de Potência Interligado. O objetivo dessa

revisão foi de identificar, analisar e discutir as soluções já propostas para os SEPs através da WAN. Como resultado da revisão foi possível mapear e comparar as técnicas aplicadas e direcionar os principais desafios na utilizando da WAN num SEP.

Ao mapear as técnicas aplicadas verificou-se que nenhuma das soluções apresentavam uma rede de comunicação que integrasse as PPSs de diversos Agentes, estabelecendo um SEP-PPSs. Então, para avaliar o desempenho do SEP-PPSs, será comparado o tempo de separação das áreas elétricas numa ocorrência real, com a atuação das PPSs não integradas, que será denominada PPS Clássica, frente ao tempo das atuações das PPSs integradas via rede de comunicação ampla, que será denominada SEP-PPS.

## 1.4 Contribuições desse Trabalho

Esta dissertação visa contribuir nos seguintes itens:

- Aumento da confiabilidade operativa no Sistema Elétrico Potência Interligado com um novo modelo da Proteção de Perda de Sincronismo para separação das áreas elétricas, denominado SEP-PPS,
- Incentivar a Implementação dos SEPs utilizando a Rede LAN e WAN, conforme a norma IEC 61850 e com troca de mensagens GOOSEs entre subestações e diferentes Agentes de transmissão

## 1.5 Estrutura da Dissertação

A tese está estruturada em seis Capítulos, sendo o Capítulo 2 responsável por apresentar os principais conceitos necessários ao entendimento do trabalho, abordando os conceitos, de operação segura, da norma IEC 61850 para as redes LAN e WAN e as principais técnicas envolvidos para aplicação de WAN em SEPs, conforme a norma IEC 61850.

Enquanto o Capítulo 3 é informado como foi conduzida a RS mostrando, quais as perguntas de pesquisa a serem respondidas, quais bases da literatura foram utilizadas, as *strings* de busca e os critérios de inclusão e exclusão de trabalhos selecionados. Também será apresentado brevemente os principais trabalhos relacionados.

A proposta para a implementação dos SEPs utilizando a rede LAN e WAN, conforme a norma IEC 61850 é apresentada o Capítulo 4 . Nesse Capítulo também é apresentado

---

uma ocorrência real que servirá de exemplo para comparação da atuação das PPS Clássica, frente a atuação do SEP-PPS.

No Capítulo 5 encontra-se o estudo de caso, com os testes realizados e a discussão destes resultados.

Por último, conclui-se o trabalho no Capítulo 6, resumindo os principais pontos discutidos e apresentando os trabalhos futuros.

# Capítulo 2

## Referencial Teórico e Motivação

Neste capítulo serão apresentados os conceitos de estado operacional seguro do sistema elétrico de potência e as principais ações dos SEPs para manter o estado operacional seguro. Também serão apresentados os conceitos superficiais de estabilidade eletromecânica para facilitar a compreensão da filosofia e funcionamento da PPS.

Uma visão geral na aplicação de LAN e WAN seguida da aplicação dessas redes, conforme a norma IEC 61850 também será abordado nesse capítulo.

Por fim, o Capítulo apresentará as principais técnicas e conceitos envolvidos para aplicação de WAN em SEPs, conforme a norma IEC 61850.

### 2.1 Estado Operacional do Sistema Elétrico de Potência Interligado

O sistema elétrico de potência interligado é planejado para permitir a operação normal dentro de um critério técnico definido como estado operacional seguro [13]. O estado operacional seguro é aquele cujo sistema atende as grandezas elétricas de frequência, tensão e os equipamentos estão operando em sua capacidade nominal com níveis de faltas conforme o suportado pelos equipamentos.

Num estado operacional seguro o sistema retornará ao estado operacional satisfatório após a ocorrência de uma contingência, ou seja, é necessário prover uma quantidade reserva, seja de transmissão de potência ou mesmo de geração, para as margens de segurança.

A Figura 4.2, retirada de [13] demonstra como um sistema se comporta diante de

um distúrbio, sua transição de estados operacionais e o que promove esta mudança.

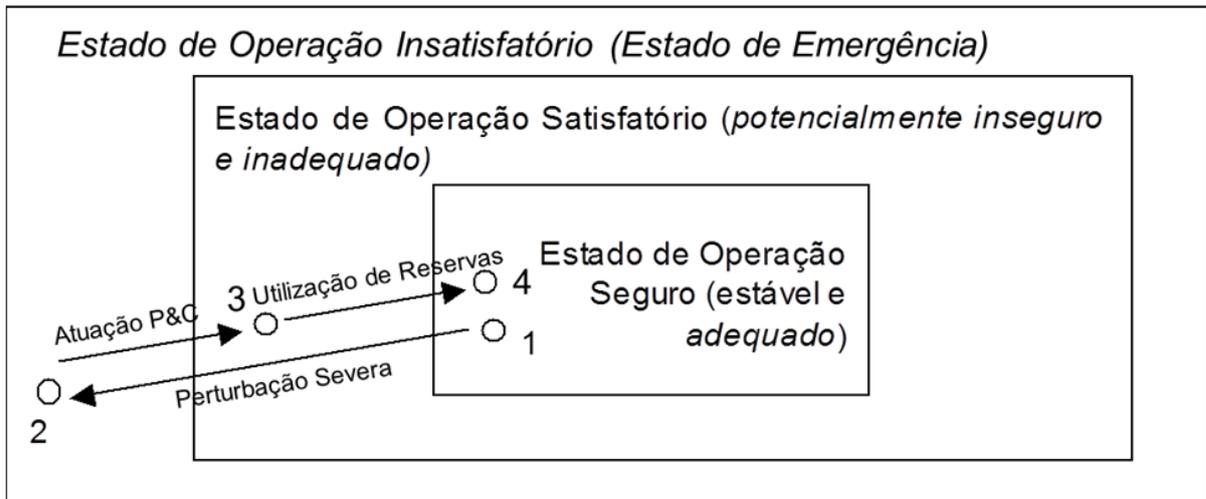


Figura 2.1: Estados de Operação Antes e Depois de Uma Perturbação

Normalmente um sistema opera no Estado de Operação Seguro (ponto 1) e por estar numa condição normal, deduz que este sistema atenda o critério “n-1”, ou seja, suporta a perda simples de um componente mantendo suas características técnicas nos valores aceitáveis. Quando uma perturbação severa atinge o sistema, este pode sair de um Estado de Operação Satisfatório para um Estado de Operação Insatisfatório (ponto 2). O Estado de Operação Insatisfatório é caracterizado por possibilidades altas para um desligamento em cascata ou mesmo ilhamentos. Ao ocorrer à perturbação o sistema de proteção e controle atua, isolando a falta em questão, retornando o sistema para o Estado Operacional Satisfatório (ponto 3). O Estado Operacional Satisfatório é considerado estável, mas não suporta uma contingência simples, por isso é necessário voltar para o Estado de Operação Seguro (ponto 4), através de reservas de restabelecimento.

Nem sempre um sistema possui reservas que se retorne ao estado operacional seguro. Ressalta-se também que contingências mais severas, como a perda de uma geração alta exige uma combinação de ações para evitar o efeito da propagação da perturbação em cascata. Essas ações variam desde corte de carga, corte de geração, redução, do inglês *run-back*, ou elevação do inglês *run-up* da potência de bipolo de corrente contínua, ou até mesmo manobras de linhas de transmissões feitas pelos operadores, de modo que o sistema retorne ao ponto seguro.

## 2.2 Estabilidade Eletromecânica do Sistema Elétrico de Potência Interligado

A característica de estabilidade de um sistema de potência pode ser amplamente definida como a condição de um sistema permanecer em um estado estável de equilíbrio operacional, também chamado estado estacionário. Espera-se que num estado estacionário o sistema consiga se recuperar para um estado mínimo aceitável de equilíbrio após ter sido submetido a uma ou mais perturbações, tais como, ocorrência de curto-circuito, desligamentos de linhas de transmissão e saída de operação de grandes blocos de geração.

Os sistemas de potência em condições de estado estacionário operam muito perto de sua frequência nominal, com equilíbrio entre a potência ativa gerada e consumida. Todas as máquinas síncronas conectadas ao sistema de potência operam dinamicamente em torno de uma velocidade média denominada velocidade síncrona. Os reguladores de velocidade do gerador mantêm a velocidade da máquina exatamente em seu valor nominal.

Uma perturbação no sistema pode resultar em aceleração ou desaceleração dos rotores das máquinas síncronas. Por exemplo, se um gerador funciona mais rápido do que o outro, a posição angular do seu rotor em relação ao da máquina mais lenta irá avançar. A diferença angular resultante transfere parte da carga da máquina lenta para a máquina mais rápida, dependendo da relação de ângulo e potência.

A perda de sincronismo entre as estações geradoras ou entre sistemas de potência é geralmente causada por algum distúrbio transitório, como uma falta na linha de transmissão ou uma mudança súbita de carga e pode ocorrer entre um gerador e o resto do sistema, ou entre grupos de geradores. Estas grandes perturbações do sistema causam, dinamicamente, oscilações severas nos ângulos do rotor da máquina e nos fluxos de potência.

De forma resumida os distúrbios podem ser classificados como: estáveis ou instáveis. No distúrbio estável, o Sistema Elétrico de Potência Interligado retorna a uma nova condição de equilíbrio e no distúrbio instável é esperada ações que devem operar de maneira satisfatória, para se evitar prejuízos que possam existir com desligamentos de grandes blocos de potência.

O estudo de estabilidade pode ser dividido em duas classes distintas: estabilidade angular do rotor (ou eletromecânica) e estabilidade de tensão [14]. Conforme [15], a estabilidade de tensão observa a habilidade do sistema de manter um perfil de tensões adequado em todos seus barramentos em regime ou em situações de distúrbio. Sistemas

instáveis quanto à tensão apresentam seus níveis de tensão em um contínuo e irreversível declínio após uma perturbação, o chamado colapso tensão. O problema de estabilidade de tensão trata-se de um fenômeno estático, ligados ao fluxo de potência reativa sobre a rede, ao comportamento das cargas face a variações de tensão, à ação de dispositivos automáticos de controle de tensão, limitação de sobre-excitação de geradores, etc.

As oscilações de potência tem como consequência afundamentos severos de tensão em determinados pontos do sistema, e suas origens são da ocorrência de um processo de instabilidade eletromecânica de um grupo ou mais de unidades geradoras. Por isso, esses fenômenos têm características dinâmicas onde ocorre sucessivos declínios e recuperações de tensão de forma cíclica, em uma frequência que depende da severidade da perturbação.

Por esse motivo serão tratados nesta seção apenas assuntos relacionados à estabilidade angular de rotor. Os estudos de estabilidade angular avaliam a habilidade do sistema de manter suas unidades geradoras operando sincronizadas frente à distúrbios. Durante o regime permanente existe equilíbrio entre o torque motriz do gerador e o torque de carga elétrica nas máquinas, assim, a velocidade do rotor permanece constante. Quando o sistema é perturbado, esse equilíbrio é desfeito e, como consequência, a velocidade rotórica das máquinas é alterada.

### 2.2.1 Critério da Igualdade das Áreas

De acordo com [2] o critério das áreas iguais pode determinar se um sistema é estável ou não. O sistema é considerado estável caso a energia adquirida durante a aceleração do rotor, área 1 da Figura 2.2 seja igual ou menor à energia perdida pelo rotor durante a desaceleração, área 2 da Figura 2.2.

A aceleração adquirida pelo rotor pode ser a ocorrência de um curto-circuito em uma LT e a desaceleração pode ser o desligamento da LT sobre falta.

No ângulo limite, a potência mecânica é novamente superior à potência elétrica. Como consequência, o rotor continua aumentando seu ângulo de forma acelerada e irrecuperável, caracterizando uma resposta instável. Essa situação é demonstrada na Figura 2.3

## 2.3 Filosofia da PPS

As oscilações de potências no sistema elétrico interligado podem ser classificadas de dois tipos, as oscilações estáveis e as instáveis. De acordo com [2] algumas perturbações no

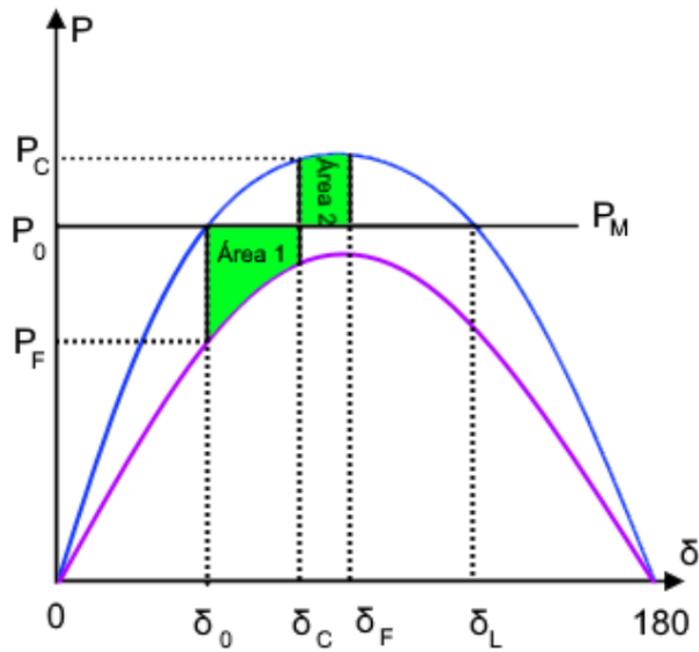


Figura 2.2: Curva da relação entre ângulo e potência - Caso Estável

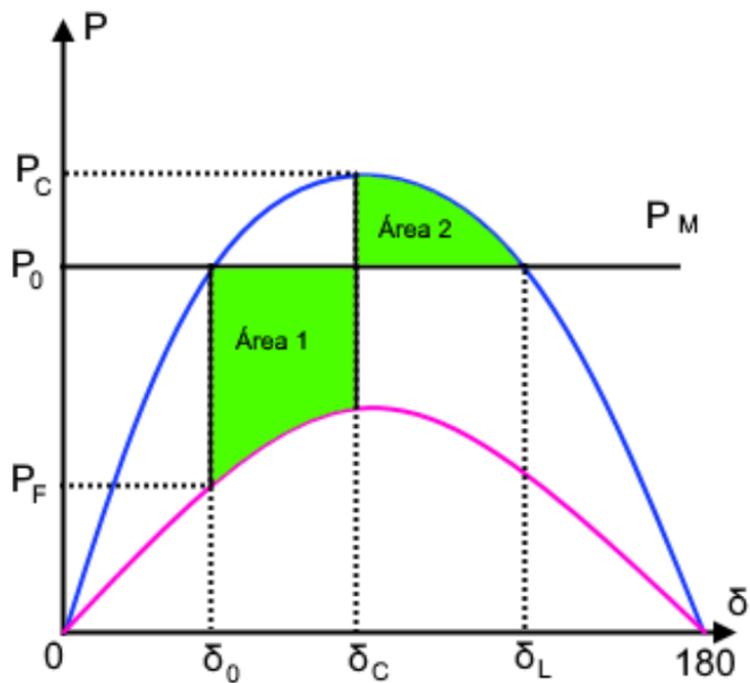


Figura 2.3: Curva da relação entre ângulo e potência - Caso Instável

sistema interligado elétrico podem ocasionar oscilações instáveis de grande proporção que levam a atuações indesejadas das proteções de distâncias das linhas de transmissão agravando assim a perturbação, ao ponto de ocorrer um blecaute, ou seja, desligamento

de grandes blocos de cargas.

A filosofia básica de proteção contra oscilações de potência conta com duas ações, a de bloqueio por oscilação de potência estável e a de disparo por oscilação de potência instável.

A ação de bloqueio por oscilação de potência estável tem como objetivo evitar os desligamentos de linhas de transmissão durante oscilações de potência estáveis, através do bloqueio das unidades de medida de distância dos relés de proteção das LTs.

Já a ação de disparo por oscilação de potência instável tem como objetivo a separação das áreas elétricas do sistema durante condições de oscilações com perda de sincronismo, realizando o desligamento das linhas de transmissão que interligam essas áreas.

Quando ocorre um problema em uma determinada área, que venha causar a perda de sincronismo com outra área, a interligação entre essas áreas deve ser desligada o mais rápido possível, para evitar a propagação do problema para a área não afeta. Com o intuito de evitar essa propagação de instabilidade entre os subsistemas são utilizadas (PPSs) nessas interligações. Então em resumo a PPS tem como objetivo manter a estabilidade do sistema elétrico de potência interligado, através da separação das áreas elétricas, quando detectado uma oscilação de potência instável na interligação destas áreas, que trará uma perda de sincronismo.

Os relés de proteção contam com às duas funções de detecção de oscilação de potência e possibilitam tanto o de bloqueio das funções de distância como o disparo, de forma segura e seletiva, a partir da discriminação das oscilações de potência estáveis das instáveis.

Ainda de acordo com [16] o SIN pode ser dividido em quatro subsistemas que operam de maneira interligada:

- Sul (Rio Grande do Sul, Santa Catarina e Paraná),
- Sudeste/Centro-Oeste (Espírito Santo, Rio de Janeiro, Minas Gerais, São Paulo, Goiás, Distrito Federal, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Acre e Rondônia),
- Norte (Pará, Tocantins, Maranhão, parte do Amazonas e Amapá e a partir de 2014, parte de Roraima); e
- Nordeste (Piauí, Ceará, Rio Grande do Norte, Paraíba, Pernambuco, Alagoas, Sergipe e Bahia.).

A Figura 2.4 ilustra as quatro interligações das áreas elétricas brasileiras.



Figura 2.4: Interligações entre Áreas Elétricas do SIN

A separação dos sistemas no caso de instabilidade não deve ocorrer de forma aleatória, mas em localizações predeterminadas que possibilitem manter o equilíbrio entre carga e geração em cada área separada. As PPSs devem ser instaladas em LTs estratégicas que interligam áreas elétricas para separar o sistema interligado, durante um evento de perda de sincronismo instável, e criar ilhas no sistema, com o equilíbrio de geração e carga que resultarão na manutenção do sincronismo.

A interligação de áreas elétricas distintas é geralmente feita por mais de uma LT, sendo necessário ter uma PPS instalada em cada LT. Como exemplo, conforme [17] a interligação Norte com Sudeste/Centro-Oeste é feita por três linhas de transmissão, LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1, LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C2 e LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Peixe 2 e cada uma dessas LTs possuem uma PPS. A Figura 2.5 ilustra a interligação Norte com Sudeste/Centro-Oeste.

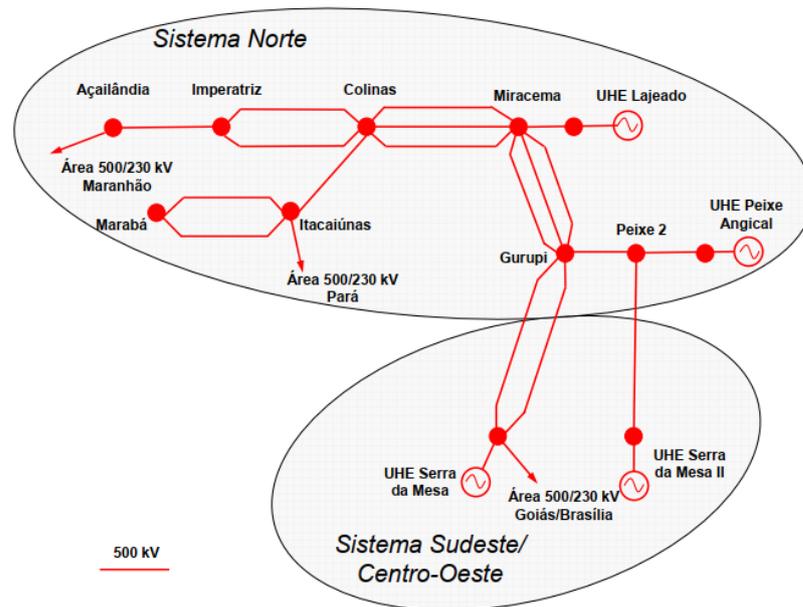


Figura 2.5: Interligação Norte - Sudeste/Centro-Oeste feita por três LTs

### 2.3.1 Discriminação de Oscilações de Potência e Curto-Circuito

Como a função de bloqueio e disparo por oscilação de potência funcionam com a medição da impedância, é importante discriminar a ocorrência de um curto-circuito de um evento de oscilação de potência.

Numa ocorrência de curto-circuito é esperado que a variação de tensão e corrente do estado de pré-falta para a falta aconteça muito rápida. A Figura 2.6 é a oscilografia de uma ocorrência real de uma falta bifásica onde se observa que num intervalo de 13 ms tivemos a redução da tensão de 1 pu para 0,68 pu e a elevação da corrente 1 pu para 1,80 pu.

Agora numa oscilação de potência a variação da tensão e corrente é gradual por serem fenômenos de transitório eletromecânico com uma grande constante de tempo. Como consequência, a taxa de variação da impedância de sequência positiva é muito menor nas oscilações de potência e perdas de sincronismo do que nas faltas e esse é o critério fundamental para discriminar faltas de oscilações [1]. A Figura 2.7 ilustra a variação gradual da tensão e corrente para um evento de perda de sincronismo.

De acordo com [16] o ONS adota com medida de segurança uma velocidade de 1000 ohms por segundo para detecção de um evento de perda de sincronismo. Esse valor é bem inferior para uma condição de curto. Na Figura 2.6 que trata um evento de curto,

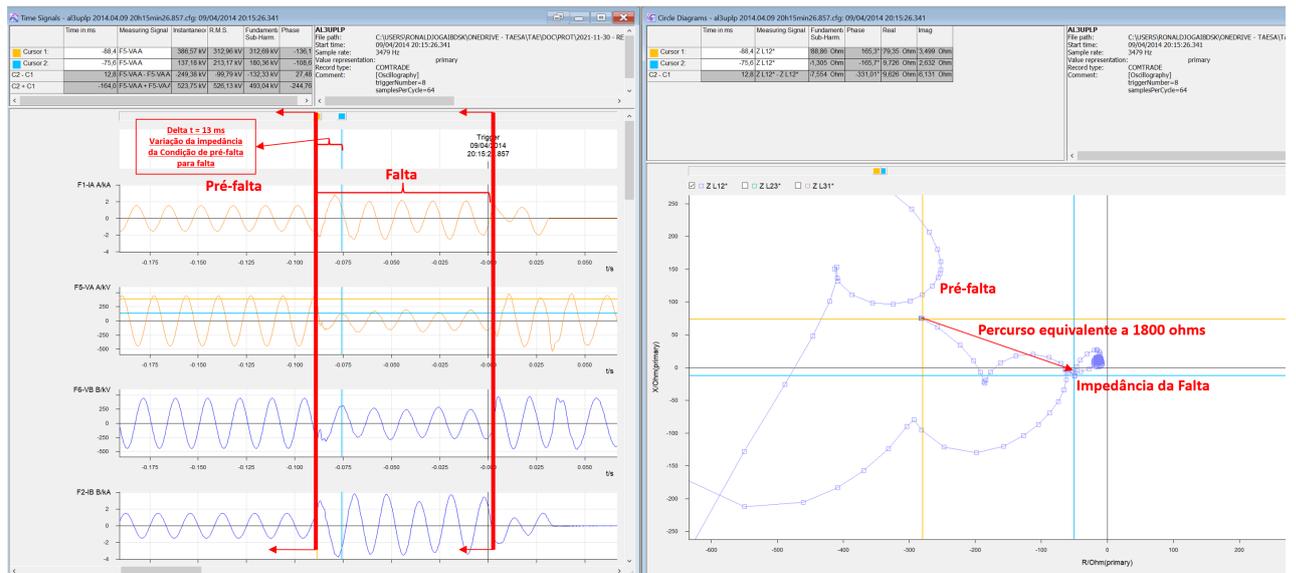


Figura 2.6: Oscilografia de tensão e corrente numa condição de falta e Velocidade da Impedância Pré-falta para Falta

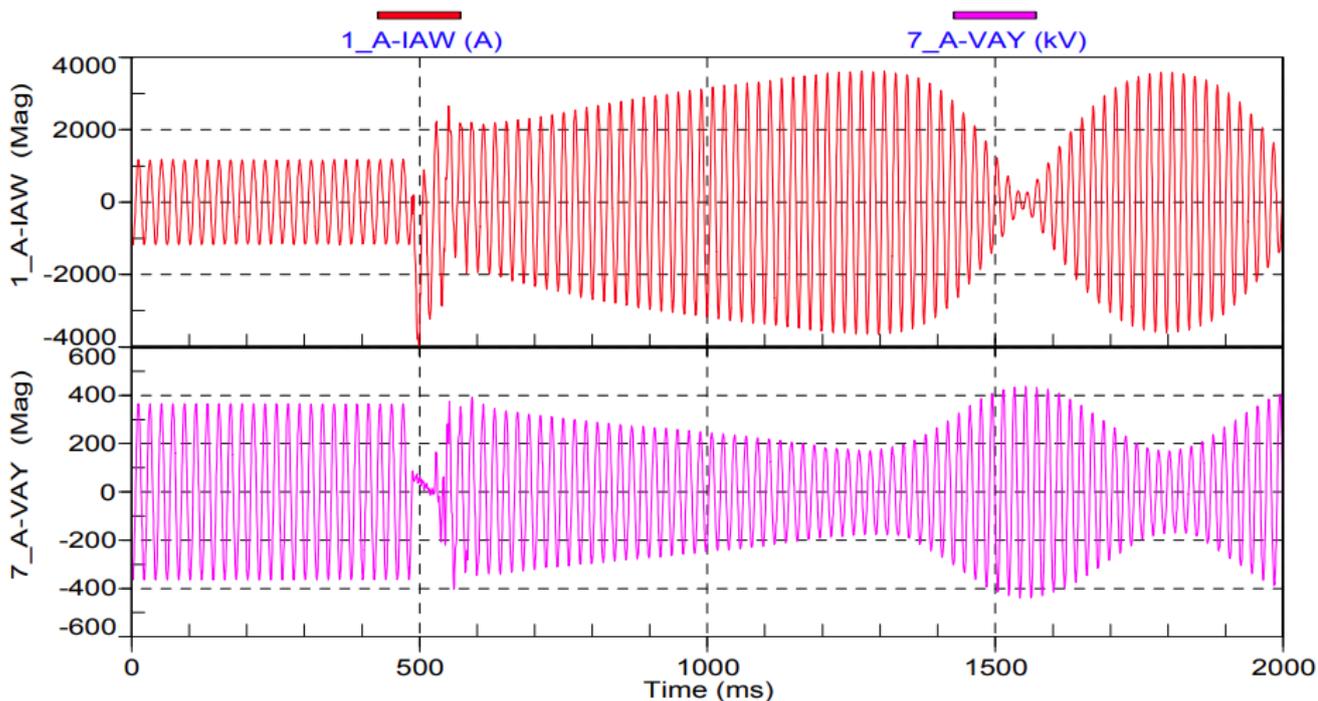


Figura 2.7: Oscilografia de tensão e corrente durante um evento de perda de sincronismo, [1]

obtém-se uma velocidade de cerca de 143.000 ohms por segundo.

Outro fator importante a se destacar é que os eventos de oscilação de potência são eventos trifásicos, ou seja, não possuem contribuição da corrente de sequência zero. Como a maioria dos curtos envolve à terra, ou seja, possuem contribuição de sequência zero, os IEDs de proteção possuem recursos de bloqueio das funções de oscilação de potência

por componente de sequência zero. O bloqueio das funções de oscilação de potência por sequência zero, aumenta a segurança de que num evento de curto, ou mesmo de num evento de oscilação seguido de curto, não ocorra a bloqueia da função de distância.

### 2.3.2 Ajustes da Funções Bloqueio por Oscilação de Potência e Disparo por Perda de Sincronismo

O princípio básico de operação adotado na maioria dos IEDs de proteção consiste na medição da velocidade da impedância aparente, sendo normalmente a unidade utilizada a ohms/s. Como mencionado na seção 2.3.1 diferencia-se a velocidade da impedância do sistema, sendo uma variação gradual ou lenta ocasionado durante as oscilações de potência e uma variação abrupta ou rápida durante um curto-circuito.

De acordo com [1] se a impedância medida do sistema permanecer entre às duas zonas de distância (elemento mais externo e interno), da Figura 2.8, por um tempo superior a um tempo ajustado para bloqueio por oscilação de potência, fica caracterizada uma condição de oscilação de potência estável e as unidades de distância nos relés de proteção da linha devem ser bloqueados.

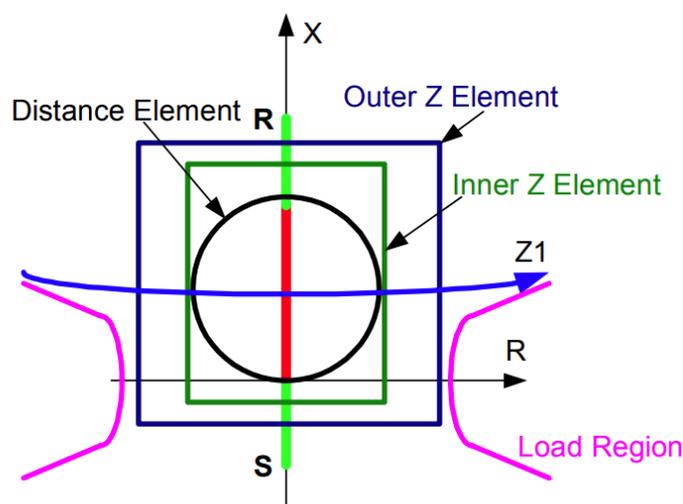


Figura 2.8: Características da Curva de Oscilação de Potência nos IEDs de Proteção, [1]

Para garantir que haverá tempo suficiente para bloquear as atuações dos relés de distância para falhas entre fases quando uma oscilação de potência for detectada, o elemento de medição mais interno da lógica deve englobar a maior característica dos relés de distância da linha que se deseja bloquear.

A velocidade de ajuste deverá ser a de maior velocidade da oscilação que se quer

detectar. Esta velocidade deve ser obtida dos estudos de estabilidade dinâmica feitos pelo ONS.

Por outro lado, o disparo por perda de sincronismo é ocasionado quando a impedância de sequência positiva entra no elemento mais externo, da Figura 2.8, e fica entre o próprio elemento mais externo e o elemento mais interno por um tempo superior ao ajuste de perda de sincronismo e entra no elemento mais interno por um tempo inferior ao de oscilação de potência estável.

Para melhor compreensão dos ajustes da função de bloqueio por oscilação de potência e disparo por perda de sincronismo será abordado os ajustes no IED SEL-421 do fabricante *Schweitzer*.

O parâmetro de ajuste que define o tempo ajustado para bloqueio por oscilação de potência é o *Out-of-step Block Time Deploy* (OSBD). Já o parâmetro de ajuste que define o tempo para a perda de sincronismo é o *Out-of-step Tripping Time Delay* (OSTD).

As zonas de distâncias da função de oscilação de potência são denominadas *blindens* e nos IEDs SEL-421 possuem a característica quadrilateral, conforme a Figura 2.9, o *blindens* mais externo é denominado zona 7 e o *blindens* mais interno é denominado zona 6.

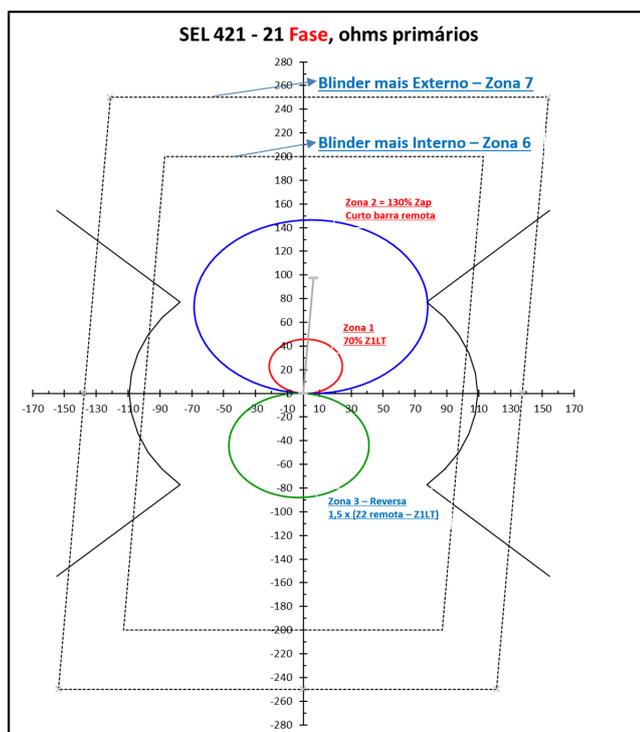


Figura 2.9: Ajuste da Curva de Oscilação de Potência - SEL 421

A Figura 2.10 demonstra o caso de atuação do bloqueio de oscilação de potência.

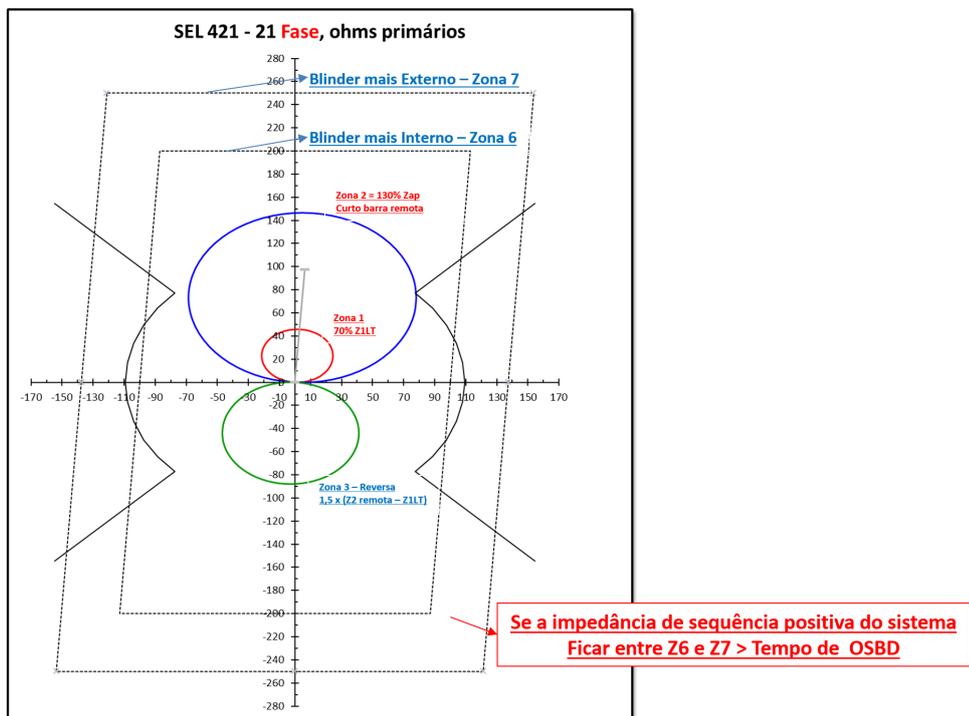


Figura 2.10: Bloqueio por Oscilação de Potência - SEL 421

Já a Figura 2.11 contém às duas condições para disparo por oscilação de potência.

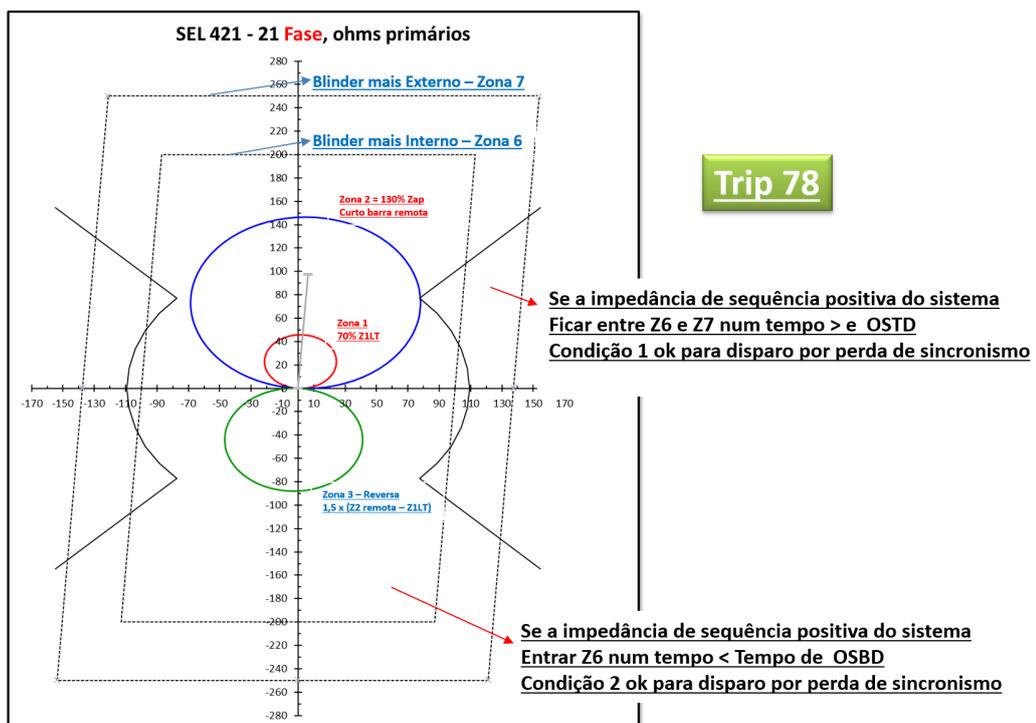


Figura 2.11: Disparo por Oscilação de Potência - SEL 421

A Figura 2.12 retirada de [2] resume bem as condições de velocidade de impedância ou frequência de escorregamento e a categoria de oscilação ou a condição de falta que se deseja discriminar. Repare que para uma condição de falta temos uma velocidade da impedância maior que a condição de oscilação instável. Já para uma oscilação instável a velocidade é maior que para oscilação estável.

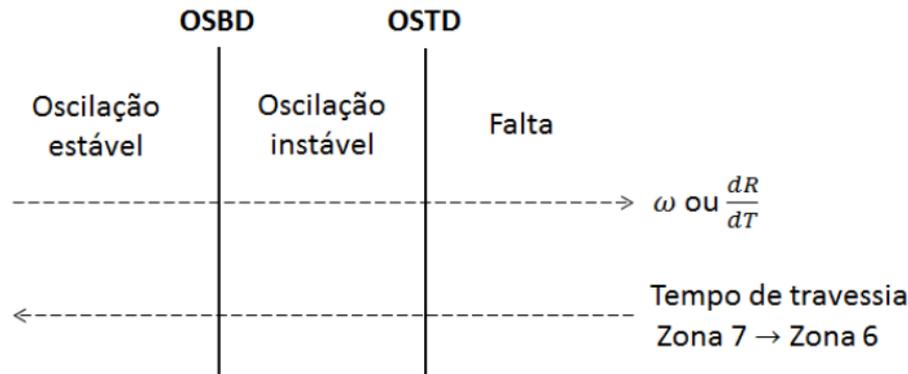


Figura 2.12: Relação de OSBD e OSTD com a velocidade da impedância e frequência de escorregamento, [2]

## 2.4 Critério das Áreas Iguais vs Percurso da Impedância

Do ponto de vista de estabilidade dinâmica, de acordo com [3] ângulos dinâmicos acima de  $90^\circ$  são permitidos, desde que não resultem em instabilidade. Ainda em [3] existe correlação entre o critério das áreas iguais na curva ângulo potência com a trajetória da impedância no diagrama R-X.

No exemplo da Figura 2.13, durante a pré-falta, que se caracteriza por um regime permanente até o instante 0, o ângulo de transmissão é  $v_0$ . No instante 1, se caracteriza em uma condição de curto na linha paralela, e a impedância aparente do relé D irá mudar bruscamente para a impedância de falta. Como a falta é numa LT de transmissão paralela, ou seja, externa, o relé D não irá atuar, permanecendo assim com a LT em operação. Do instante 1 até o 2 a potência elétrica transmitida é reduzida e se torna inferior à potência mecânica (ou potência da turbina  $- P_T$ ), ocasionando uma potência de aceleração positiva que reflete na aceleração das máquinas. Nos instantes de 1 para 2 também há um aumento O ângulo entre os sistemas.

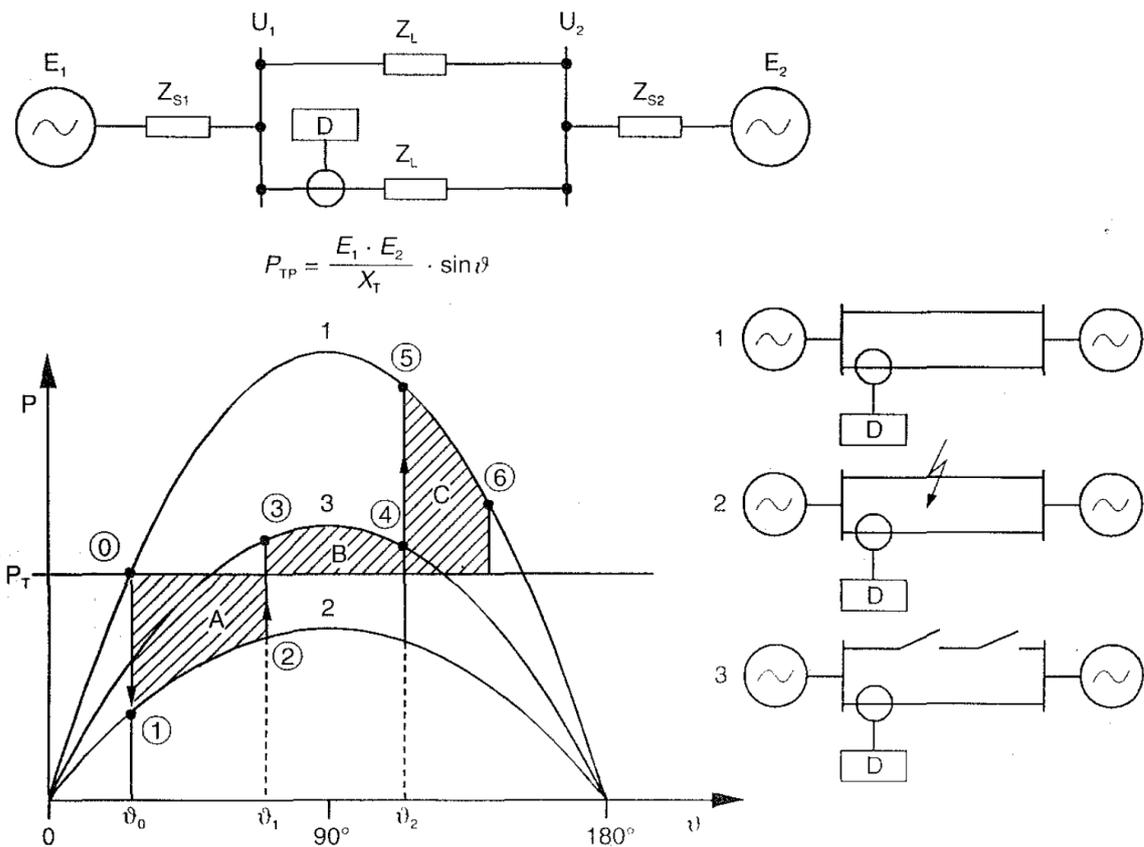


Figura 2.13: Critério das áreas iguais na estabilidade dinâmica, [3]

No instante 2 ocorre uma alteração na impedância entre os dois sistemas, pois é ocorre o desligamento da LT sob falta pela atuação de suas proteções.

No instante 3, com a eliminação do defeito na LT, a impedância aparente volta para uma nova impedância de carga, que corresponde agora a um maior ângulo de transmissão  $\delta_1$  e a uma maior impedância de transferência. A impedância de transferência anterior ao desligamento de uma das LT era  $Z_T = Z_{S1} + Z_L/2 + Z_{S2}$ . No instante 3, com o desligamento de um dos circuitos a impedância de transferência passa a ser  $Z_T = Z_{S1} + Z_L + Z_{S2}$ , ou seja, há um aumento na impedância de transferência.

O ângulo de transmissão pode aumentar de maneira que a potência elétrica transmitida se torne maior que a potência mecânica. É esperado que os geradores continuem acelerando, pela própria inércia, até o instante 4, continuando então com o aumento do ângulo para  $\delta_2$  entre os sistemas.

Entretanto, a curva de potência retorna ao estado original após terminado o tempo morto do circuito paralelo e ocorrer o seu religamento automático, no instante 5. Isso permite que o ângulo excursione até o instante 6 sem perder a estabilidade, de forma que

as máquinas desaceleram completamente antes de alcançar um novo ponto de operação.

Segundo o critério das áreas iguais, isto é possível, pois as áreas que correspondem os pontos de desaceleração das máquinas ( $P > P_T$ ), ou seja, o somatório das áreas B e C é superior à área acelerante A ( $P < P_T$ ). Em resumo pelo critério das áreas iguais temos  $B + C = A$  ou  $B + C > A$ .

Na Figura 2.14 verifica-se o percurso da impedância do sistema no plano R-X com os mesmo instantes da Figura 2.13. O intuito é demonstrar o comportamento da impedância aparente do IED durante os eventos da Figura 2.13.

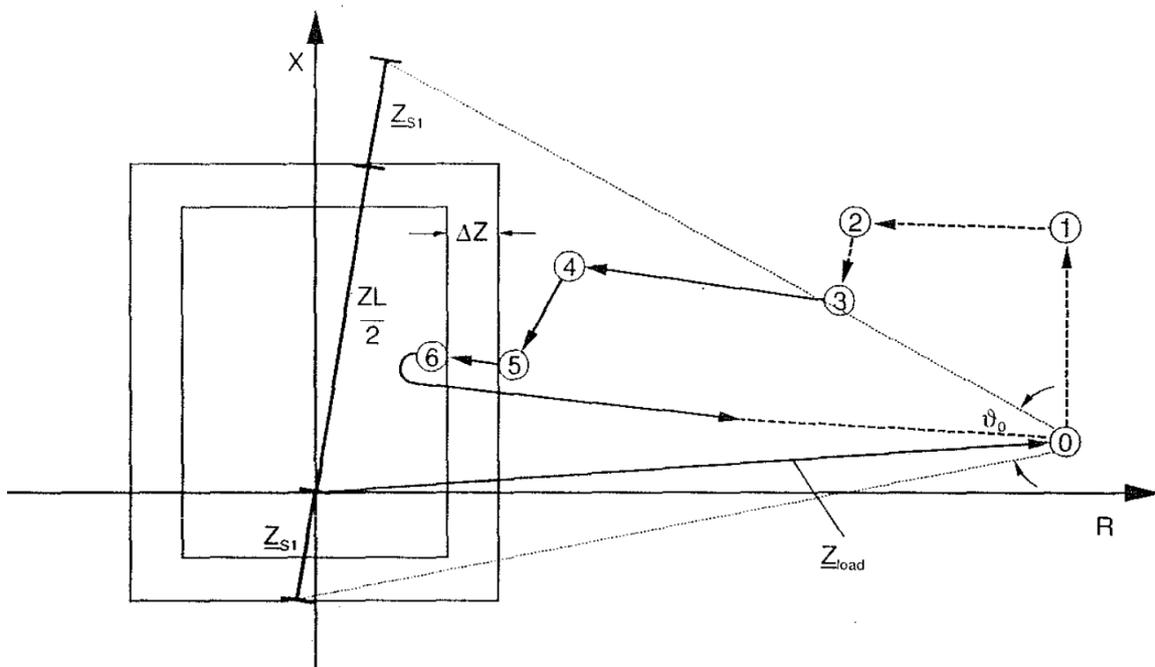


Figura 2.14: Plano R-X, [3]

Entre os instantes 5 e 6, observa-se na Figura 2.14 que a trajetória da impedância durante a oscilação pode atravessar a característica da proteção de distância, por exemplo, entrar no alcance da proteção de distância de sobrealcance, zona 2 da LT que não se encontra com defeito. Após o religamento da LT que estava sobre defeito, se não ocorrer o desligamento de LT paralela, a impedância do sistema retorna ao ponto original 0. Agora se o vetor de impedância permanecer tempo suficiente dentro do alcance da zona 2 pode ocorrer o desligamento da LT remanescente.

Como a oscilação de potência apresentada pelo desligamento de um dos circuitos se caracterizou por uma oscilação estável, o desligamento do circuito remanescente seria algo indesejável. O recurso para evitar esse desligamento indesejável foi apresentado na

Subseção 2.3.2, que seria o bloqueio da função de distância por oscilação de potência estável.

#### 2.4.1 Cenário Brasileiro - Ajustes das Funções, Bloqueio por Oscilação de Potência e Disparo por Perda de Sincronismo

### 2.5 Ações do SEP para controle de estabilidade

Como exposto na seção anterior, o sistema elétrico de potência interligado é dividido por áreas elétricas. Essa divisão é normalmente feita pela sazonalidade de geração elétricas das áreas, por exemplo, uma determinada área no período do inverno poderá estar mais sujeita a chuvas e com isso as hidroelétricas dessa área poderão estar gerando mais energia do que as próprias cargas contidas nessa área. Sendo assim, essa área com excedente de energia começa a exportar para as demais áreas.

O Brasil por ser um país de proporções continentais possui uma diversidade sazonal onde o sistema interligado de potência pode usufruir bastante. No mapa da Figura 2.15 mostra às quatro áreas elétricas do Brasil.



Figura 2.15: Áreas Elétricas do SIN

Em determinados períodos, caracterizados pelas estações do ano, o Norte poderá estar

com energia excedente, exportando potência para as áreas Nordeste e Sudeste. Já em um período diferente a região Sul poderá estar exportando energia para o Sudeste.

A Figura 2.16 ilustra algumas linhas de transmissão que interligam as áreas elétricas brasileiras.

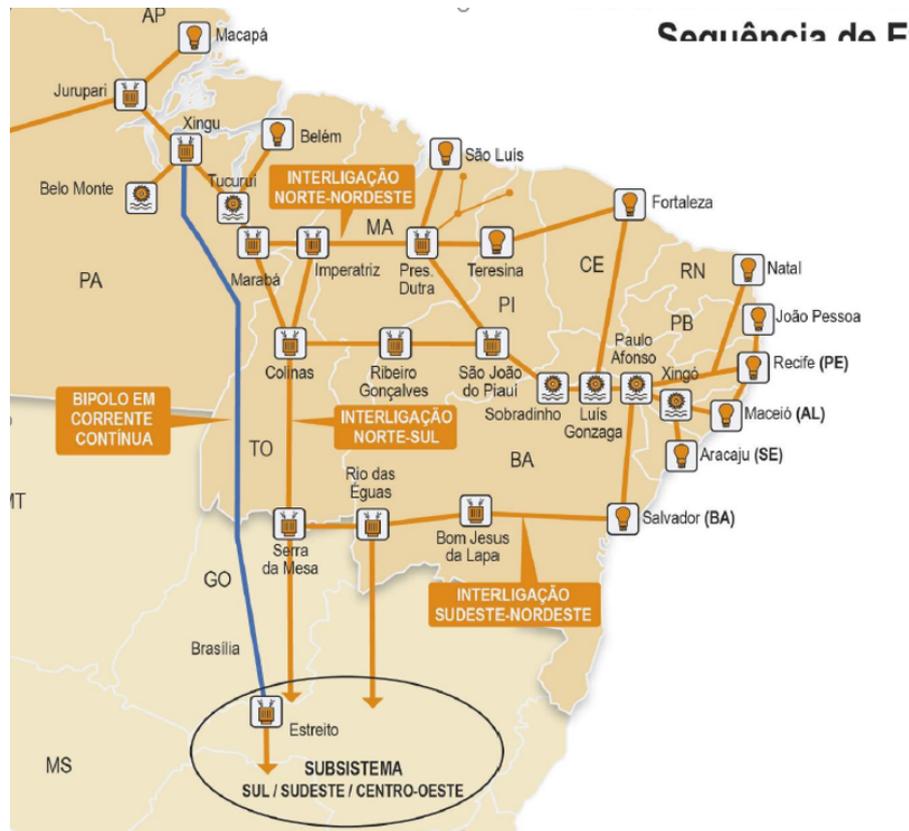


Figura 2.16: Linhas de Transmissão das Interligações do SIN

Conforme mencionado no Capítulo 1 as implementações do SEP tem crescido muito e seu papel principal é de explorar mais a geração e transmissão promovendo ações que mantêm a estabilidade do SIN frente a condições de perturbações configuradas em suas lógicas de controle.

Algumas ações do SEP para controle de estabilidade do sistema interligado são:

- Corte de geração;
- Corte de carga;
- Separação das áreas elétricas;
- Partidas rápidas de usinas que possuem *black-start*

Para exemplificar melhor a ação do SEP no controle de estabilidade, imagine que a área Norte do Brasil esteja transmitindo um alto fluxo de potência para as regiões Nordeste e Sudeste, e esse fluxo é interrompido por uma série de contingências. Dependendo da interrupção desse fluxo de potência, o desequilíbrio entre carga e geração possa ser tão grande que o SIN sofra uma oscilação de potência instável. Então algumas ações como corte de geração e corte carga devem ser tomadas para retorna o equilíbrio do sistema de potência.

Agora se essas ações forem tomadas por sistema integrado através de uma rede de comunicação, que monitore e tenha a ação em diversos equipamentos do SIN, o poder de atuação do SEP trará grandes benefícios para uma operação mais segura do sistema elétrico interligado.

Anteriormente na seção 2.3 verificou-se também que as PPSs de cada LT não estão integradas. Destacou-se também que os ajustes das PPSs de cada LT são distintos, tendo em vista a particularidade dos IEDs de cada fabricante conciliada com a mudança de topologia do SIN quando ocorrer um desligamento de um equipamento. Com isso conclui-se que a separação das áreas elétricas depende da atuação individual de cada PPS e por terem ajustes distintos podem ter suas atuações com diferentes tempos.

Essa atuação individual das PPSs aumenta o tempo de separação das áreas elétricas, podendo gerar uma instabilidade em todo o sistema elétrico de potência interligado.

A integração das PPSs pode ser feita através da WAN reduzindo assim o tempo de separação das áreas elétricas, transformando a integração dessas PPSs num SEP-PPS. No Capítulo 4 desta dissertação será proposta a utilização da rede de comunicação conforme a norma IEC 61850 para integração das PPS e no Capítulo 5 será apresentado o estudo de caso para validar a proposta.

## 2.6 Norma IEC 61850 - Redes de Comunicação em Sistemas e Subestações

De maneira resumida, uma subestação normalmente possuem os seguintes equipamentos em sua sala de controle:

- **Computadores Industriais** - Onde são normalmente instalados os *softwares* de supervisão e controle, do inglês *Supervisory Control and Data Acquisition* (SCADA);
- **IED's de Proteção** - No passado era conhecido como relé de proteção, porém com

o atendimento a norma IEC 61850, esses dispositivos começaram a ser chamados IED's de proteção. Esses dispositivos tem a função de proteger os equipamentos primários do sistema elétrico de potência, como exemplo, linhas de transmissão, transformadores, reatores entre outros.

- **IED's de Controle** - No passado era conhecido como unidade de aquisição e controle, porém assim como o relé, com o atendimento a norma IEC 61850, esses dispositivos começaram a ser chamados IED's de controle. Esses dispositivos tem a função de controlar os equipamentos primários da subestação, como exemplo, disjuntor, seccionador entre outros. Também possuem a função de monitorar os equipamentos das subestações, como exemplo, a atuação do segundo estágio SF6 de um disjuntor é monitorado por um IED de controle que fará a interface com o sistema SCADA.

O conjunto desses equipamentos forma o Sistema de Proteção, Controle e Supervisão (SPCS) de uma subestação. Para haver o correto funcionamento do SPCS de uma subestação é necessário ter a integração entre seus equipamentos. Por exemplo, um curto numa linha de transmissão será detectado por uma função do IED de proteção, que acionará um alarme no sistema SCADA da subestação. Dependendo da função de proteção que atuou, ocorrerá o bloqueio de um disjuntor. Esse bloqueio é feito através da iteração entre os IEDs de proteção e controle. No passado essa integração era feita eletricamente, porém com avanço da era digital ocorreu a migração dessa integração para os protocolos de comunicação.

Ao se falar comunicação entende-se que uma mensagem é transmitida de um emissor para um receptor que interpreta essa mensagem. De maneira resumida o protocolo de comunicação é regra que define a sintaxe, semântica e sincronização da comunicação.

A questão é que sem uma normatização cada fabricante estava criando seu protocolo de forma proprietária e com isso estabelecer a comunicação entre diferentes fabricantes estava se tornando algo inviável, ou seja, a interoperabilidade estava se tornando um grande problema. Como, por exemplo, os protocolos proprietários dos fabricantes estava impossibilitando que um relé de proteção se comunicasse com o sistema SCADA da subestação, ou mesmo, impossibilitava a substituição de um relé de proteção falhado por de outro fabricante, já que não existia uma norma para estabelecer as regras de comunicação.

A norma IEC61850 Redes de Comunicação em Sistemas e Subestações, do inglês, IEC 61850 *Communication Networks and Systems in Substation* surgiu para acabar com a falta

de padronização entre os diferentes fabricantes. A norma IEC 61850 define o modelo de dados e a pilha de protocolos que possibilita a troca desses dados e tem como premissas básicas a interoperabilidade para permitir a troca de informações entre equipamentos de fabricantes distintos, a possibilidade de configurações de funções com as necessidades dos usuários e que seja “a prova de futuro” possibilitando a utilização dos progressos nas tecnologias de comunicação e nas necessidades dos usuários

## 2.7 Local Area Network (LAN)

O acrônimo “LAN” vem da palavra em inglês *Local Area Network* (LAN), que traduzido significa Rede de Comunicação Local. Como o próprio nome diz, a LAN é uma conexão de dispositivos dentro de uma área específica. Aplicando essa definição para o sistema elétrico de potência podemos dizer que a LAN trata de uma rede que conecta os dispositivos de uma subestação para estabelecer a comunicação entre eles.

A Figura 2.17 ilustra um rede local da subestação de Açú III dos IEDs, dos vãos de saída de linhas de transmissão, LT 230 kV Açú III / Lagoa Nova II e LT 230 kV Açú III / Açú II.

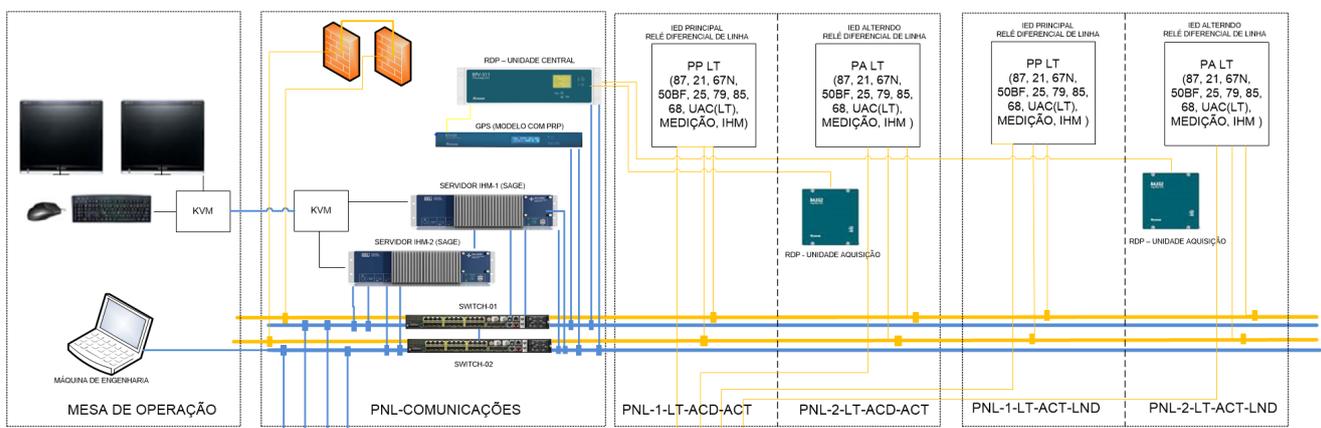


Figura 2.17: Rede LAN Subestação de Açú III

A Figura 2.18 ilustra uma rede local da subestação de Juazeiro e os IEDs do vão de uma linha de transmissão e um transformador.

## 2.8 Wide Area Network (WAN)

O acrônimo “WAN” vem da palavra em inglês *Wide Area Network* (WAN), que traduzido significa Rede de Comunicação Ampla ou de Longa Distância. Diferente da LAN, a WAN

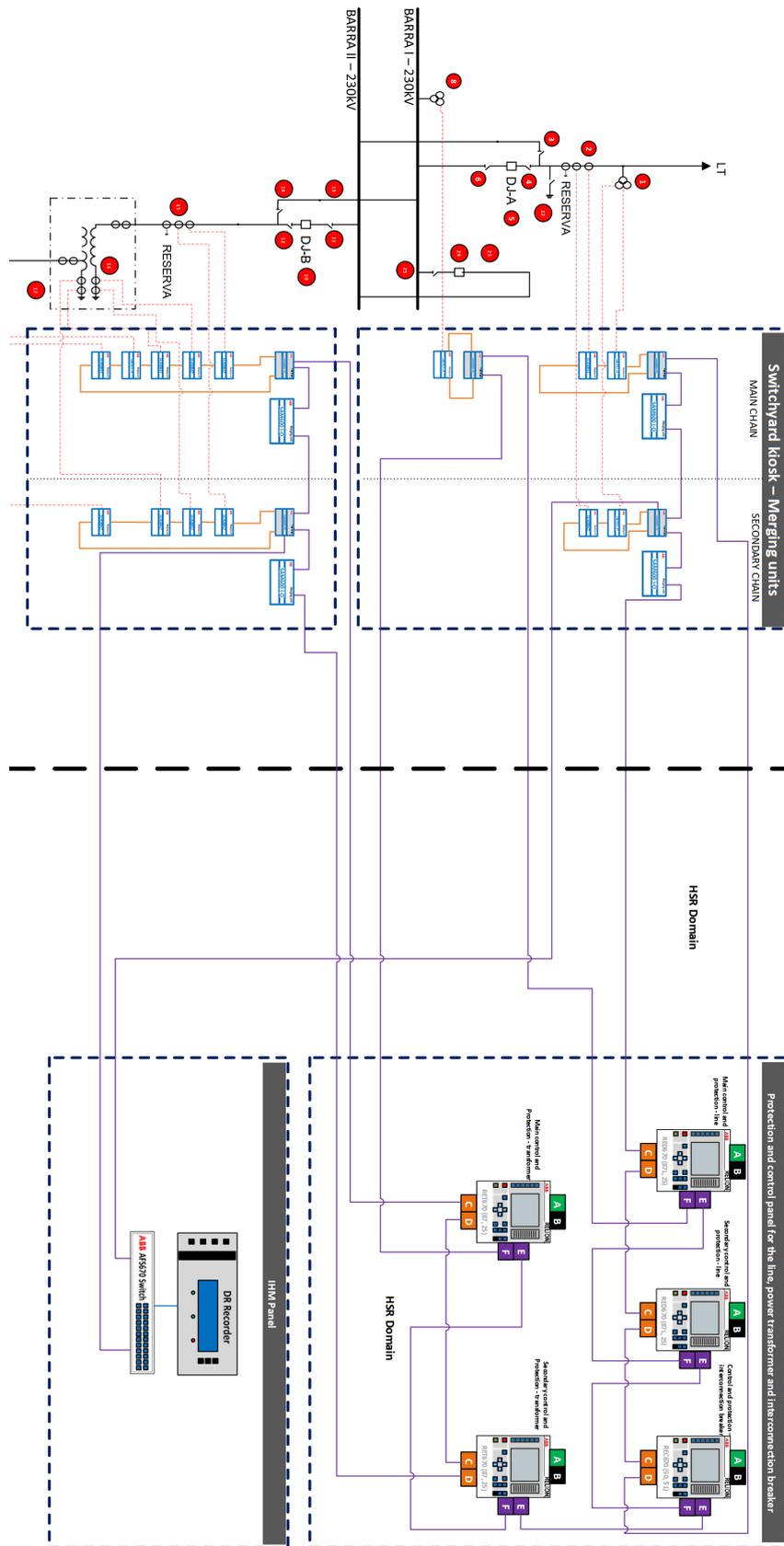


Figura 2.18: Rede LAN Subestação de Juazeiro

é uma rede de conexão de dispositivos de uma grande área. Aplicando essa definição para o sistema elétrico de potência podemos dizer que a WAN trata-se de uma rede que conecta os dispositivos entre subestações, ou mesmo os dispositivos de uma subestação para o Centro de Operação e Controle.

A Figura 2.19 mostra a conexão entre as subestações A, D, E, F e G via WAN.

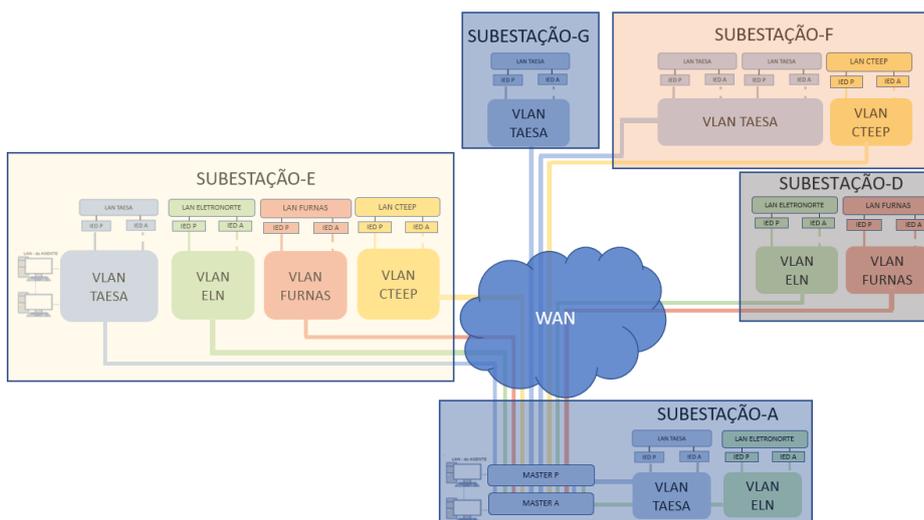


Figura 2.19: Rede WAN entre as subestações A, D, E, F e G

A Figura 2.20 mostra uma conexão das subestações A, B e C com o Centro de Operação e Controle (COC), através da WAN.

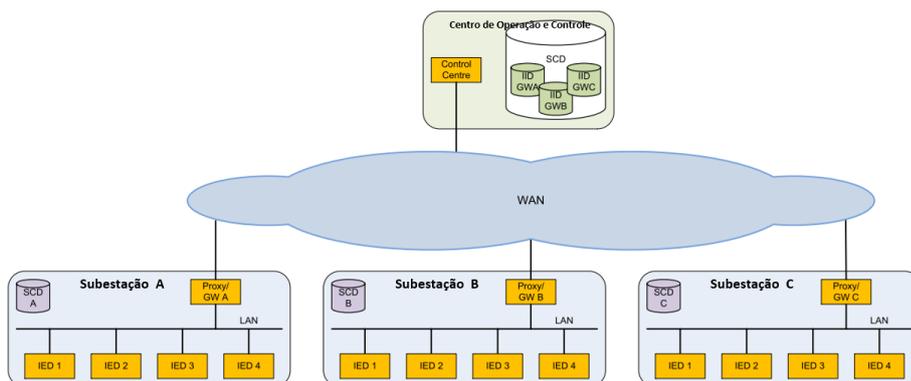


Figura 2.20: Rede WAN das subestações A, B e C com o COC

## 2.9 Comunicação, entre subestações, norma IEC/TR 61850-90-1

Esta Seção tem o objetivo destacar alguns pontos importantes sobre a norma IEC/TR 61850-90-1. A norma IEC/TR 61850-90-1 tem como título em português, A aplicação da IEC 61850 para comunicação entre subestações, do inglês *Use of IEC 61850 for the communication between substations*.

A [4] defini alguns casos de aplicação para a comunicação entre subestações. Uma das aplicações é para o esquema de proteção de integridade do sistema, em inglês *System Integrity Protection Scheme (SIPS)*. A Figura 2.21 ilustra o SIPS.

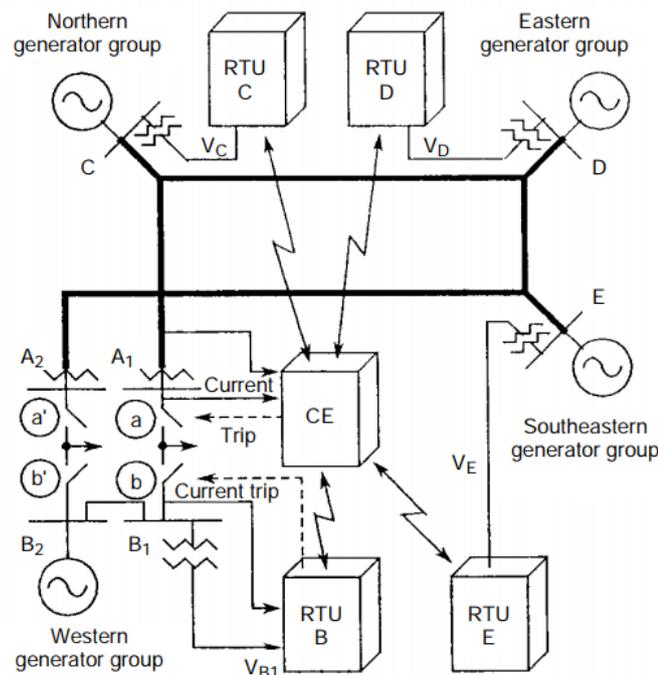


Figura 2.21: Exemplo SIPS, [4]

O SIPS da Figura 2.21 é composto por *Remote Terminal Units* (RTUs) e um Equipamento Central (CE). As RTUs estão localizadas nas subestações e medem a tensão dos equipamentos. Essas RTUs enviam periodicamente dados medidos ao CE. O CE calcula as diferenças dos ângulos de tensão entre os geradores da região leste e os outros grupos de geradores (grupo norte, grupo leste e grupo sudeste). o CE também consegue estimar as diferenças angulares futuras. Se o CE prediz que os geradores perderão a sincronização, o CE envia um sinal de desligamento para o disjuntor de interligação da linha. Três recomendações para esse caso são destacados:

- Para ocorrer o rápido desligamento, o atraso na rede deve ser pequeno (menor que 5 ms);
- A falha no canal de comunicação pode bloquear o SIPS; e
- A sincronização dos dados entre os IEDs deve ser estabelecida.

Outro caso é o de corte de geração, contida em [4] e representa na Figura 2.22 . Este sistema de proteção de área ampla compreende *Terminais Remotos* (RT) e CE. A Figura 2.22 ilustra o Sistema de Corte de Geração.

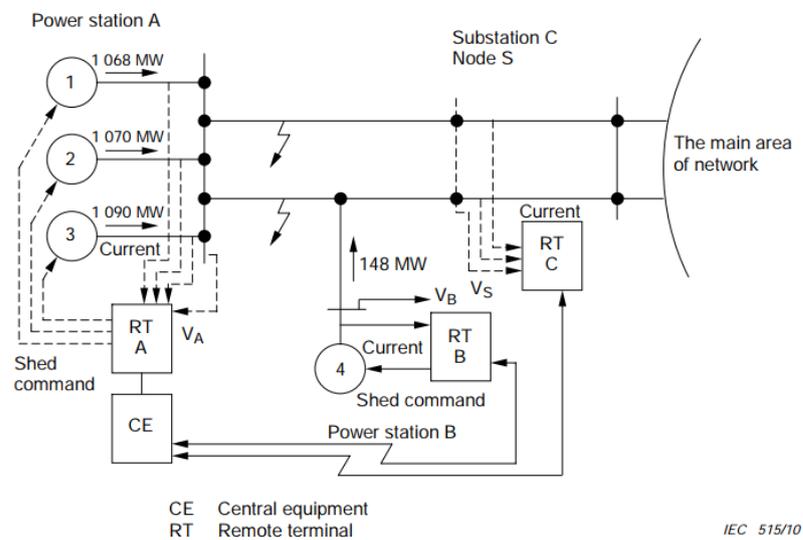


Figura 2.22: Exemplo Sistema de Corte de Geração, [4]

Os RTs A e B medem a tensão e a corrente nas subestações A e B. Esses RTs enviam periodicamente a potência ativa, calculada a partir da tensão e da corrente, para o CE. O RT C envia dados de tensão para o CE. Quando ocorre uma falha, se o CE prediz que os geradores perderão a sincronização, o próprio CE envia um sinal de disparo aos geradores.

Três recomendações para esse caso são destacados:

- Para ocorrer o rápido desligamento, o atraso na rede deve ser pequeno (menor que 5 ms);
- Para falha do canal de comunicação, ações alternativas tem que ser consideradas; e
- A sincronização dos dados entre os IEDs deve ser estabelecida.

O caso seguinte presente em [4] é de detecção de Perda de Sincronismo ou do inglês *Out-of-Step*. Ao comparar o ângulo de tensão entre às duas extremidades de uma LT,

pode ser detectado se o centro elétrico está entre às duas extremidades ou não, conforme mostrado na 2.23.

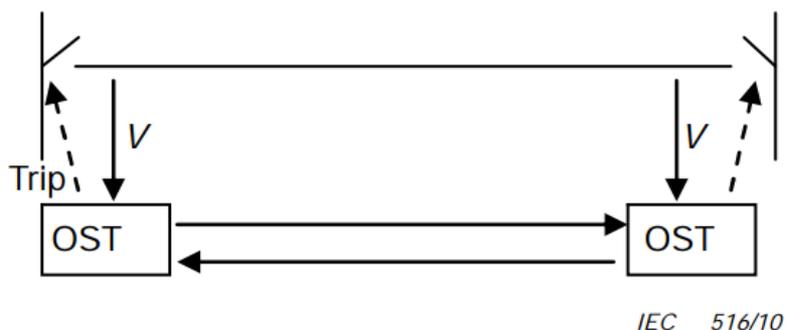


Figura 2.23: Detecção de Perda de Sincronismo

Quando às duas tensões estão na direção oposta e ocorre uma perda de sincronismo, o centro elétrico está entre às duas extremidades.

Três recomendações para esse caso são destacados:

- O atraso na rede deve ser médio para a detecção de perda de sincronismos (Entre 10 ms a 50 ms);
- Para falha do canal de comunicação pode bloquear o esquema e ações alternativas tem que ser consideradas; e
- A sincronização dos dados entre os IEDs deve ser estabelecida.

### 2.9.1 Requisitos para a rede de comunicação entre subestações

Os itens a seguir são alguns requisitos importantes a serem considerados para uma rede de comunicação entre subestações e estão de acordo com [4] :

1. Evitar que frames GOOSE inundem a rede. Mensagens GOOSE e *Sample Values* (SVs) são tipicamente multicast, ou seja, a mensagem é disseminada para um grupo de destino. Essas mensagens multicast são distribuídas por *Switches* em todo o segmento *Ethernet*, se seu fluxo não for restrito. Por questões de limitações de banda do canal de comunicação entre as subestações, não é desejado que mensagens GOOSEs trafeguem nesse meio quando as mesma não serão usadas. Até por questões de segurança e controle de detecção de defeitos é importante restringir os fluxos ou mesmo segmentá-los. O meio mais comum de configurar restrições de

fluxo é configurar VLANs (VIDs) entre todos os IEDs que precisam de uma determinada mensagem ou pertencem a uma determinada aplicação que utiliza este tipo de mensagens. Outra possibilidade é usar a filtragem de nível MAC, mas isso pode ser mais difícil de configurar em um ambiente WAN. Uma das alternativas para evitar inundamento para os casos que existe uma conexão *Ethernet* direta entre subestação é o tunelamento utilizando VIDs diferentes entre os tráfegos internos na subestação e os tráfegos externos, entre subestações, mesmo que isso signifique que alguns objetos de dados serão enviados em duas mensagens diferentes do mesmo IED.

2. Se algum dos equipamentos de rede de telecomunicações *Ethernet* estiver fora do perímetro de segurança da concessionária (por exemplo, quando os circuitos *Ethernet* são alugados de uma provedora de serviços), os *links Ethernet* através de tal equipamento devem ser protegidos por uma tecnologia como de protocolo de tunelamento em camada 2 de , do inglês *Layer 2 Tunneling Protocol* (L2TP) para criar uma rede virtual privada, do inglês *Virtual Private Network* (VPN) e a segurança deve ser mantida através da implementação dos requisitos de gerenciamento de chaves associados. Observe que esta tecnologia fornece autenticação da origem de cada mensagem (a criptografia não é necessária para aplicação de proteção e pode aumentar significativamente as latências das mensagens).
3. Caso os IEDs usem duas portas IEC 61850 com caminhos fisicamente separados, a rede *Ethernet* deve se recuperar (restaurar o tráfego) de uma falha de fibra em até 10 ms.
4. Todas as portas *drop* dos *switches* de rede IEC 61850 conectadas aos IEDs devem ser configuradas para associações apenas nas VLANs suportadas pelos IEDs conectados.
5. Tais conexões devem ser monitoradas para detectar eventos de perda momentânea do *link*; isso permite a detecção de tentativas maliciosas de usar tais portas para acessar outros IEDs nas VLANs críticas.
6. Todas as portas *drop* dos *switches* da rede conectadas a outros serviços (por exemplo, vídeo, corporativo, VoIP, WANs de terceiros) devem ser configuradas para bloquear o tráfego de entrada com VIDs para as VLANs críticas, e para evitar o enfileiramento de entrada das mensagens prioritárias GOOSE é recomendado usar QoS para priorização dos tráfegos que tratam de proteção GOOSE (por exemplo, controlando os campos de prioridade das tags IEEE 802.1Q dos frames de entrada).

## 2.9.2 Arquitetura de Comunicação

Para explicar os mecanismos básicos de comunicação envolvidos nas comunicações entre subestações, um modelo mínimo deve ser usado. Em [4] vemos esse modelo conforme a Figura 2.24. A função A2 na subestação A recebe os dados da função B2 na subestação B. Numa situação real a complexidade é maior e provavelmente também haverá um fluxo de dados na direção oposta, ou também terá outras funções trocando dados entre si. O exemplo usado abaixo, na Figura 2.24. pode ser facilmente estendido aplicando os princípios mostrados. A situação é aplicada do ponto de vista da função A2; assim, a subestação A é chamada local, a subestação B é chamada remota.

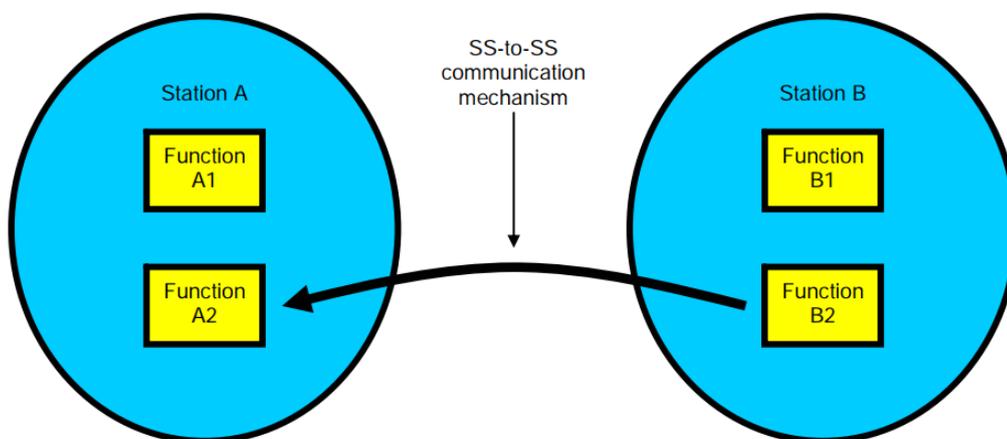


Figura 2.24: Estrutura básica de Comunicação entre Subestações

A parte 90-1 da norma IEC 61850 prevê dois métodos para aproximação das subestações A e B:

- Tunelamento;
- *Gateway* usando equipamentos de comunicação de teleproteção específicos.

### 2.9.2.1 Tunelamento

Tunelamento significa um método para conectar várias redes de subestações que permite acesso direto às funções em subestações remotas, conforme a Figura 2.25.

O túnel é configurado para um tipo específico de tráfego, por exemplo, com base em um ID de VLAN. Os tipos de tráfego são as únicas informações necessárias para configurar o túnel. Para o IEC 61850, os tipos relevantes de tráfego seriam TCP / IP (para comunicação cliente e servidor) e mensagens *multicast* na camada 2 *Ethernet* (GOOSE e SV).

O túnel aceita qualquer mensagem de um tipo para o qual esteja configurado e transmite a mensagem de maneira que mesma permaneça inalterada. O túnel não se preocupa com o conteúdo real das informações das mensagens. Conseqüentemente, o túnel não precisa ser reconfigurado se a comunicação for reconfigurada, por exemplo, quando as informações trocadas entre as funções mudam ou se funções adicionais trocam informações.

A rede da subestação é estendida para incluir a subestação remota.

Para a comunicação cliente e servidor, os dispositivos (servidores) na estação remota tornam-se endereçáveis. Tecnicamente falando, uma rota é fornecida para os endereços IP na subestação remota. Para GOOSE e SV, o domínio *broadcast* de transmissão se estende até a subestação remota.

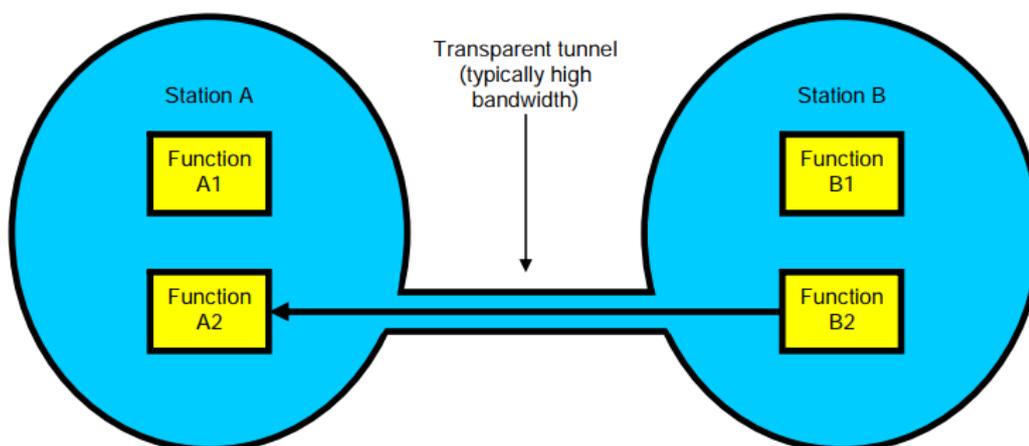


Figura 2.25: Comunicação entre Subestações via Tunelamento

A utilização de um túnel para aproximação de entres as subestações necessita de cuidados quanto a banda que será disponibilizada. Por exemplo, a troca de informações de estado de um equipamento para o sistema SCADA não é tão crítico em relação a tempo e pode funcionar bem em um *link* de banda menor, que poderá ter uma latência maior. Agora a troca de mensagens GOOSE, por exemplo, para um intertravamento remoto, pode exigir largura de banda maior com objetivo de obter a troca de mensagens entra as subestações numa velocidade menor. Então para aplicações de mensagens de GOOSE, ou seja, mensagens que necessitam ser mais rápidas, é interessante dimensionar a largura de banda sempre maior com uso de tunelamento para evitar latências que podem prejudicar a aplicação. Na prática, tais túneis serão estabelecidos por meio de *switches* ou roteadores de rede. Em sentido estrito, tais dispositivos de comunicação também podem ser vistos como uma espécie de equipamento de teleproteção.

### 2.9.2.2 Gateway

Os *gateways* conectam várias redes de subestações estabelecendo acesso indireto as funções em subestações remotas. Os *gateways* podem ser usados se o *link* de comunicação entre as subestações não suportar totalmente as comunicações *Ethernet*, por exemplo, com operadora de linha de energia, cobre, rádio ou PDH.

Uma configuração de gateway depende de uma configuração de comunicação específica. Diferente do tunelamento, a configuração do *Gateway* conhece todo o conteúdo real das informações das mensagens. Consequentemente, o gateway deve ser reconfigurado se a comunicação for reconfigurada, por exemplo, quando as informações trocadas entre as funções mudam ou se funções adicionais trocam informações. Então caso haja necessidade de incluir mais uma função de proteção para ser transmitida via GOOSE o *Gateway* deverá ser reconfigurado.

A aplicação de *Gateway* é feita num equipamento de teleproteção explícito. O equipamento de teleproteção no lado de envio filtra e recodifica as informações para o mecanismo de comunicação especial usado para transferir as informações. No lado receptor, o equipamento de teleproteção recria a informação do terminal remoto para fornecê-la de uma forma que seja utilizável para as funções na subestação.

Os *gateways* podem oferecer uma ampla gama de funcionalidades. Para as considerações adicionais, dois tipos de *gateways* devem ser distinguidos.

#### *Proxy Gateway*

Na norma IEC 61850 é previsto um recurso especial para a troca de informações entre subestações denominado *Proxy Gateway*. Nesta técnica não há uma extensão do domínio da LAN entre a subestação A e B, e sim uma abstração do IED remoto na subestação local. Isso é feito por meio do equipamento de teleproteção, onde há uma interface especialmente desenhada para essa função.

Ressalta-se que estender a LAN que pode trazer inúmeros problemas desde a queda de desempenho até riscos de segurança. O fato do *Proxy Gateway* não realizar essa vantagem.

O equipamento de teleproteção no lado receptor atua como um *proxy* para a função no lado emissor, veja a na Figura 2.26. Isso significa que ele recria a interface e o comportamento da função real, pelo menos para o escopo envolvido na comunicação entre as funções.

Para comunicação cliente e servidor, o modelo de dados da função remota é recriado

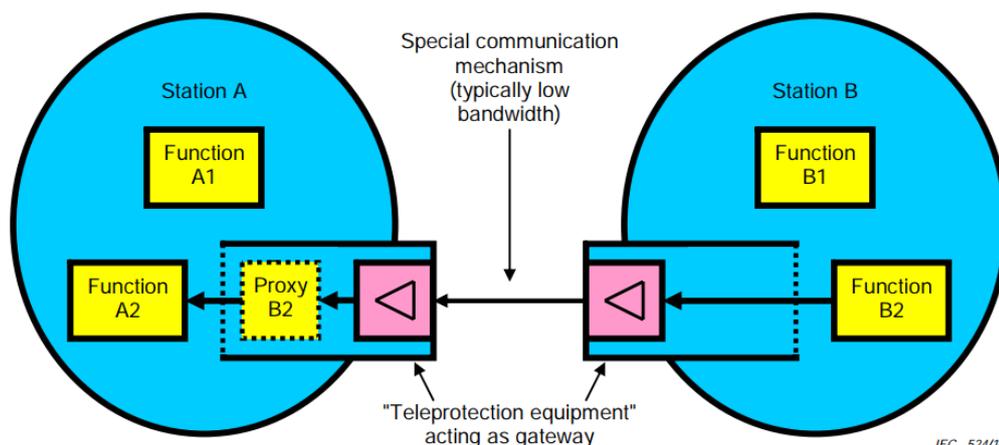


Figura 2.26: Comunicação entre Subestações via Tunelamento

pelo *proxy* para servir as informações transmitidas. Para GOOSE (e eventualmente SV), as mensagens são publicadas pelo proxy com o mesmo formato que no lado remoto.

Portanto, o gateway de proxy está reiterando a funcionalidade da abordagem de encapsulamento.

Da perspectiva de A2, o Proxy B2 está fornecendo o subconjunto de informações necessárias para A2. O equipamento de teleproteção pode fornecer outros recursos para fazer uso eficiente do mecanismo de comunicação. Por exemplo, para GOOSE, apenas as mudanças de estado podem ser realmente transferidas, enquanto as retransmissões com informações de estado constante podem ser filtradas no lado de envio e as retransmissões são recriadas localmente no proxy. Retransmissões ausentes no lado de envio devem então ser sinalizadas por meio de informações de status entre o equipamento de teleproteção para o proxy.

De forma prática, a interface do multiplexador subscreve o GOOSE na SE local e a publica na SE remota. Para a subestação local é como se o IED da ponta adjacente estivesse fisicamente na SE local, com vantagens do ponto de vista de segurança e de evitar *mismatch* de endereços *multicast* entre os dois lados. É feita ainda uma segmentação entre os station bus de ambas subestações, evitando o efeito “extensão” como ocorre nos cenários de tunelamento.

Outro ponto evidenciado pela norma é que como o propósito é permitir a comunicação entre subestações sem o uso de *switches*, em casos como esse a perda de desempenho é muito pequena ou mesmo igual a zero.

Tal implementação favorecerá muito futuros ambientes de WAMPAC com IEDs +

PMUs caso os agentes decidam agregar este serviço ao SEP (ou mesmo de forma independente) no futuro.

### 2.9.3 Requisitos Mínimos da Rede LAN e WAN, conforme a norma IEC 61850, entre diferentes Agentes

Com os pontos apresentados nas Seções anteriores desse Capítulo definiu-se que as principais considerações de infraestrutura de comunicação para o sistema WAPC são:

1. Entrega de mensagens em alta velocidade (pequenos atrasos na WAN);
2. Requisito de largura de banda da rede (ou seja, informações / conjunto de dados e taxa de dados ideais);
3. Segurança cibernética;
4. Disponibilidade / Redundância;
5. Conformidade com protocolos padronizados internacionais.

A Figura 2.27 apresenta uma arquitetura de rede LAN e WAN. A arquitetura em questão foi baseada no modelo do SEP proposto pelo ONS, em [11].

Tendo em vista essa arquitetura orientativa, os seguintes requisitos mínimos devem ser atendidos para integração das subestações entre diferentes Agentes:

1. O tráfego das informações dos IED associados à cadeia A deve utilizar uma rota totalmente independente do tráfego das informações dos IED associados à cadeia B, denominada Rota A. Da mesma forma, o tráfego das informações dos IED associados às cadeias B deve utilizar uma rota totalmente independente do tráfego das informações dos IED associados à cadeia A, denominada Rota B.
2. Deve ser prevista a implantação de um sistema de gerenciamento do SEP na instalação do IED Master, contando com uma visualização gráfica da arquitetura do SEP, para permitir a supervisão de todas as medições de fluxo, falhas equipamento, ou de comunicação na rede e linhas com estado aberto ou inconsistente
3. Cada Agente será responsável pelo monitoramento dos trechos de rotas de comunicação sob sua responsabilidade de implantação, sendo necessário que qualquer tipo de falha em um dado trecho deve enviado ao sistema de gerenciamento do SEP na instalação do IED Master, permitindo a sua identificação.

4. Devido a criticidade do SEP para a segurança e operação otimizada do SIN, será adotada a premissa de que as rotas de comunicação redundantes devem utilizar meios físicos de comunicação independentes, com estruturas de transmissão distintas, de forma a eliminar as possibilidades falha comum.
5. O sistema de comunicação deve ser dotado de monitoramento de taxa de erros na transmissão dos pacotes de dados, segurança cibernética e perda de comunicação, bem como de falha de equipamento, com geração de alarme. Esse monitoramento será de responsabilidade dos agentes proprietários de cada link de comunicação, e poderá ser realizado via medições dos próprios equipamentos de comunicação ou de servidores, sem causar, entretanto, aumento na latência do tráfego de informações do SEP.
6. Não devem ser utilizados canais de comunicação comerciais para comunicação de sinais do SEP entre subestações.
7. A comunicação entre o IED e o supervisório local deverá seguir as premissas da arquitetura lógica de comunicação de dados do agente. Dessa maneira, o IED deverá permitir a flexibilidade de portas físicas exclusivas de comunicação de supervisão, permitindo endereçamento IP e protocolos de redundância distintos da prevista para o tráfego de lógicas do SEP, considerando que ambos os tráfegos apresentam requisitos de tempo distintos.
8. Deverá ser possível o acesso remoto aos IED para diagnóstico, leitura e carregamento de novas lógicas, bem como resgate de oscilografia interna, sendo esse sistema de responsabilidade de cada agente.
9. Todos os equipamentos da infraestrutura de rede devem possuir redundância
10. de acesso remoto pela interface de gerência, de maneira que, em caso de falha, seja possível o acesso remoto a esses dispositivos.
11. Os agentes proprietários de cada link de comunicação deverão informar ao ONS quando de falhas nesses sistemas, bem como de falha de IED, podendo a supervisão do proprietário do IED Master pelo sistema de gerenciamento do SEP auxiliar na determinação da origem da falha.
12. De maneira a garantir a segurança cibernética dos agentes, a comunicação entre o IED e o supervisório local deverá ser protegido por *Firewall*, bem como para acesso remoto, atuando para permitir que apenas o tráfego esperado desses IED alcance os

servidores de supervisão local dos agentes. A filosofia a ser utilizada nesses sistemas de segurança é de responsabilidade de cada agente.

13. Deverão ser implementados equipamentos de segurança na interligação entre a rede do agente e a rede do SEP a fim de promover segurança e visibilidade a todo tráfego entrante e saínte da rede do SEP. A administração dos firewalls e demais dispositivos de segurança de sua infraestrutura é de responsabilidade do agente, o qual deverá comunicar imediatamente ao ONS qualquer evento de segurança que seja detectado para que os demais agentes sejam notificados e adotem as providências cabíveis.
14. A fim de dificultar o acesso às redes corporativas dos agentes pelos IED associados ao SEP, deverá ser prevista a utilização de pelo menos duas placas de telecomunicação por IED, com IP diferentes, sendo uma exclusiva para a rede de comunicação entre os IED locais e o IED Master, e a outra para acesso de engenharia e supervisorio, sendo nesta interface previstas todas as ferramentas de segurança cibernética.

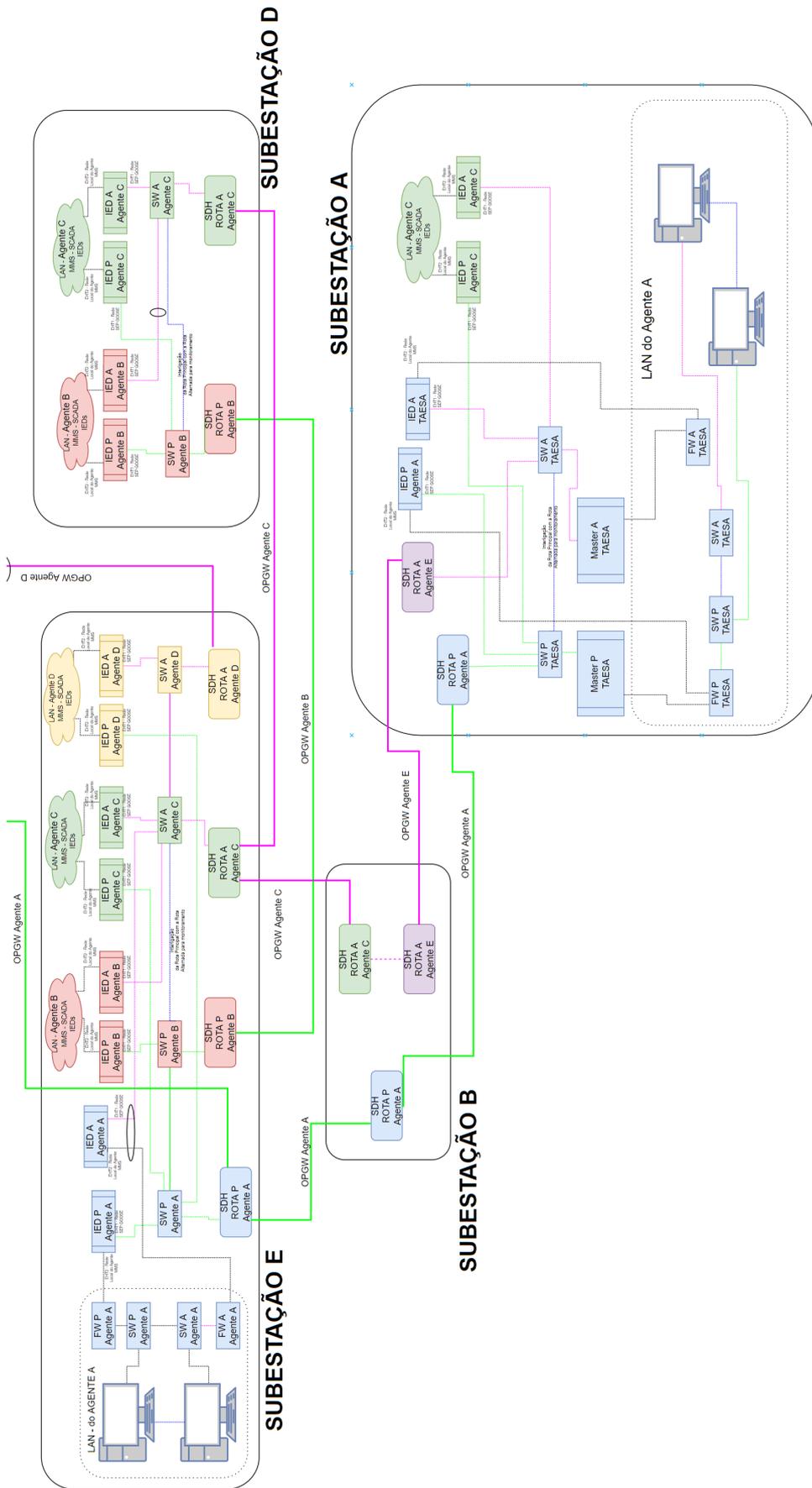


Figura 2.27: Arquitetura de rede LAN e WAN de um SEP

# Capítulo 3

## Levantamento do Estado da Arte

Este Capítulo apresenta o levantamento do estado da arte que foi realizada através da revisão sistemática da literatura [12] sobre Utilização de Rede de Comunicação de Longa Distância (WAN), entre subestações, conforme a norma IEC 61850, para aumento da confiabilidade operativa no Sistema Elétrico de Potência Interligado.

Com a RS foi possível identificar os principais trabalhos relacionados no sistema de potência com a utilização da rede de comunicação para obter uma operação mais segura.

O *software* utilizado para a RS foi o *Start* sendo o protocolo das RS conduzido conforme os itens a seguir:

### 3.1 Protocolo de Revisão Sistemática de Literatura

O protocolo de revisão sistemática abaixo descrito foi baseado nos modelos disponíveis em [18] e [19]

#### 3.1.1 Objetivo

A RS teve como objetivo angariar técnicas utilizadas para aumento da confiabilidade operativa no Sistema Elétrico de Potência Interligado através da rede WAN, entre subestações conforme a norma IEC 61850, através da análise das soluções existentes aplicadas no Sistema Elétrico de Potência Interligado.

**A RS tem como questionamento principal:**

- Quais as soluções e ferramentas que utilizam a Rede WAN entre subestações, conforme a norma IEC 61850 para aumento da segurança operativa do Sistema Elétrico

de Potência Interligado?

**Outras perguntas também foram definidas:**

- Quais os desafios na solução de Rede WAN entre subestações, conforme a norma IEC 61850, para aumento da segurança operativa do Sistema Elétrico de Potência Interligado?
- Quais as diretrizes para a aplicação de Rede WAN entre subestações, conforme a norma IEC 61850, envolvendo diferentes Agentes?

### **3.1.2 População**

Trabalhos, dissertações e projetos que utilizam a WAN, entre subestações, conforme a norma IEC 61850, para aumento da confiabilidade operativa no Sistema Elétrico de Potência Interligado.

### **3.1.3 Intervenção**

Métodos com WAN, entre subestações, conforme a norma IEC 61850 para aumento da segurança operativa do Sistema Elétrico de Potência Interligado que utilização de troca de mensagens GOOSE, Sample Values, Sincrofasores, R-GOOSE, R-SV entre subestação para monitoramento do Sistema Elétrico de Potência Interligado.

### **3.1.4 Resultados**

Mapeamento e comparação das técnicas aplicadas utilizando WAN, entre subestações, conforme norma IEC 61850 para aumento da segurança operativa do Sistema Elétrico de Potência Interligado.

Direcionamento dos principais desafios utilizando WAN, entre subestações, conforme norma IEC 61850 para aumento da segurança operativa do Sistema Elétrico de Potência Interligado.

### **3.1.5 Aplicação**

Projetos que utilizando WAN, entre subestações, conforme norma IEC 61850 para aumento da segurança operativa do Sistema Elétrico de Potência Interligado, poderão se

basear na arquitetura orientativa e nos requisitos mínimos de rede LAN e WAN entre subestações definidos através da RS

### 3.1.6 Palavras-chave

As palavras-chave para a população foram: *Wide Area Network, Remedial action Scheme, System Integrity Protection Scheme Control System, Protection Schemes System, Out-of-step, Power System Stability, Protection, Protection System, Network communication, Power Swing, System Integrity Protection Scheme*

### 3.1.7 Definição de critério para seleção da Fonte

As fontes deverão estar disponíveis via web, preferencialmente em bases de dados científicas da área, com presença de mecanismos de busca através de palavras chave. As fontes principais usadas foram, o portal CAPES, incluindo documentos indexados por, *IEEEExplore, ScienceDirect*.

### 3.1.8 Idioma dos Artigos

O idioma escolhido foi o inglês, por ser maioria nas bases de dados pesquisadas.

### 3.1.9 Método de Pesquisa das Fontes

Este processo foi realizado por meio de buscas formadas por palavras-chave. Os trabalhos foram encontrados a partir de pesquisas realizadas em portais de busca de artigos, teses, dissertações e periódicos.

Durante o procedimento de recuperação das informações foram consideradas as strings encontradas preferencialmente em Títulos, Resumos e Palavras-chave de cada base de dados.

Após a leitura dos resumos, e verificando-se a relevância do trabalho, ele será selecionado para leitura em sua totalidade.

Nessa etapa, iremos confeccionar e executar strings de busca em cada uma das fontes selecionadas, documentando e registrando os trabalhos em um formulário de condução da revisão, mediante a leitura dos resumos das obras, evitando-se o registro repetido de obras idênticas a partir de critérios de inclusão e exclusão.

### 3.1.10 Critério de Inclusão e Exclusão

Os critérios para inclusão de um trabalho na pesquisa foram definidos do seguinte modo

- (I) 1. Trabalhos que aplicaram WAN com a Proteção de Perda de Sincronismo
- (I) 2. Trabalhos que aplicaram WAN para evitar a Perda de Sincronismo do Sistema Elétrico de Potência Interligado
- (I) 3. Trabalhos que aplicaram WAN com as medições de sincrofasores (em inglês - Phase Measurement Unit - PMU ) para monitorar Sistema Elétrico de Potência Interligado
- (I) 4. Trabalhos que aplicaram WAN para proteção do sistema elétrico de potência
- (I) 5. Trabalhos que aplicaram WAN entre subestações conforme a norma 61850

Já os de exclusão seguiram os seguintes critérios:

- (E) 1. Trabalhos que aplicam proteção apenas na LAN
- (E) 2. Trabalhos que não usam comunicação entre subestações
- (E) 3. Trabalhos que não apresentem abstract/resumo.
- (E) 4. Trabalhos que não estejam na língua inglesa
- (E) 5. Trabalhos que não atendem a qualidade mínima conforme a experiência do revisor
- (E) 6. Trabalhos que apresentam soluções distintas das apresentadas no resumo e/ou no título

### 3.1.11 Definição dos Tipos de Estudo

Com base nas palavras-chave, strings de busca foram construídos e submetidas nas principais bases. Os artigos encontrados serão listados, terão seus títulos e resumos lidos para verificação de adequação aos critérios de inclusão e exclusão. Caso atenda aos quesitos do protocolo, o mesmo será selecionado.

### 3.1.12 Seleção Inicial dos Estudos

Os recursos e estratégias para a seleção e busca de estudos foram definidos e selecionados com base nos seguintes itens:

**Fontes de busca:** Portal IEEE Xplore e Sience Direct.

**Idioma:** Preferencialmente em língua inglesa.

**Data dos trabalhos:** serão utilizados com prioridade os livros e artigos publicados a partir do ano de 2005.

**Palavras-chave e termos de busca:** Foram definidas duas palavras-chave mais importante, a saber, **Wide Area Network** e **Out-of-Step**. As demais palavras chaves foram definidas como secundárias.

Então foi construída strings com combinação das palavras-chave mais importantes com as palavras-chave secundárias.

As strings foram submetidas às máquinas de busca, conforme abaixo:

1. IEEE Xplore: String usada para a busca na web em 12/02/2021 foi: (*"Wide area"AND "out-of-step"*) OR (*"Wide-area"AND "out-of-step"*) OR (*"Wide area"AND "phase measurement unit"*) OR (*"Wide area"AND "power swing"*) OR (*"Wide area"AND "61850"AND "GOOSE"*) OR (*"Wide area"AND "protection"and "out-of-step"*) OR (*"Wide area"AND "control system"AND ("61850"OR "out-of-step")*)
2. Sience Direct: String usada para a busca na web em 13/02/2021 foi: (*"Wide area"AND "power swing"*) OR (*"Wide area"AND "protection"and "out-of-step"*) OR (*"Wide area"AND "control system"AND ("61850"OR "out-of-step")*)

Após a busca realizada e a exportação dos artigos, chegou-se no número de trabalhos conforme Tabela 3.1.

Tabela 3.1: Trabalhos Encontrados com os Strings de Busca nas Plataformas

Plataforma de Busca Web	Qnt de Trabalhos Encontrados
<i>IEEE Xplore</i>	142
<i>Science Direct</i>	322

Após a leitura do resumo e aplicação dos critérios de inclusão e exclusão, os trabalhos foram selecionados, se confirmada a sua relevância pelo principal revisor. Os trabalhos

encontrados foram separados e classificados pelo revisor. Após a leitura dos resumos e verificando-se a relevância do trabalho, ele será selecionado para leitura em sua totalidade.

Através da leitura do resumo dos 464 trabalhos, 151 trabalhos foram aceitos, 305 rejeitados e 8 duplicados. A Figura 3.1 apresenta o gráfico desse resultado.

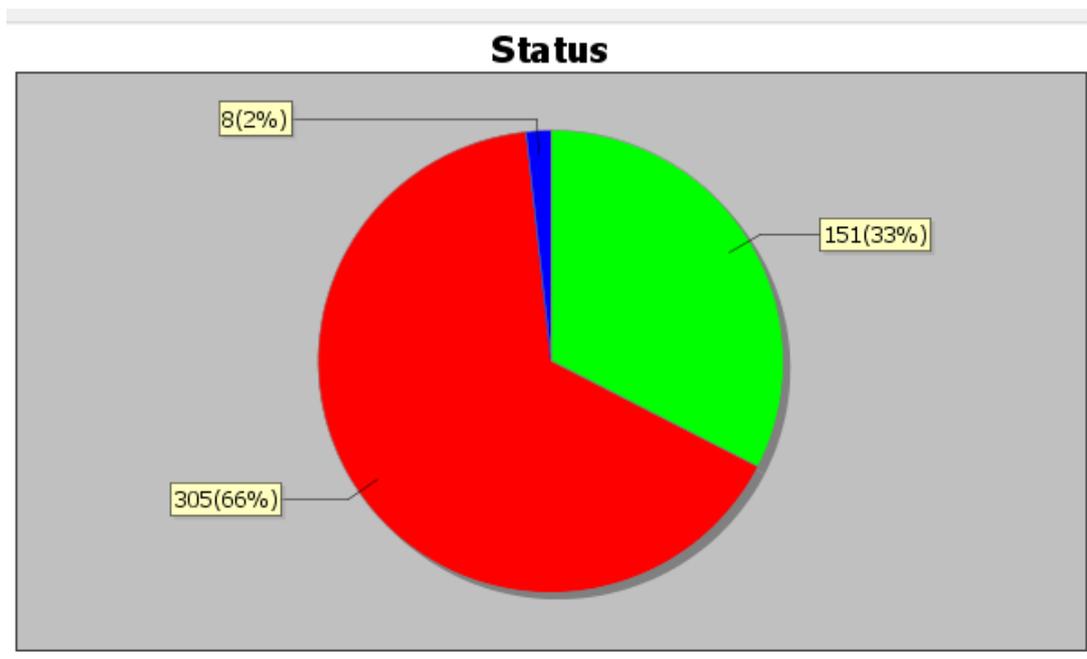


Figura 3.1: Seleção Inicial dos Estudos - Leitura do Resumo

A partir da leitura dos resumos foi criado um critério de priorização da leitura, conforme a disponibilidade do próprio software Start. A ferramenta conta com 4 níveis de classificação de leitura, sendo elas:

1. Muito alta (do inglês - *Very High*);
2. Alta (do inglês - *High*);
3. Baixa (do inglês - *Low*);e
4. Muito Baixa (do inglês - *Very Low*).

A Figura 3.2 apresenta o critério definido para ordem de leitura dos artigos na íntegra:

### 3.1.13 Valor da qualidade dos Trabalhos

Feita a seleção inicial, os 151 trabalho aceitos foram lidos na íntegra e através do valor da qualidade dos trabalhos foi feita a aceitação do trabalho para contribuir na RS em

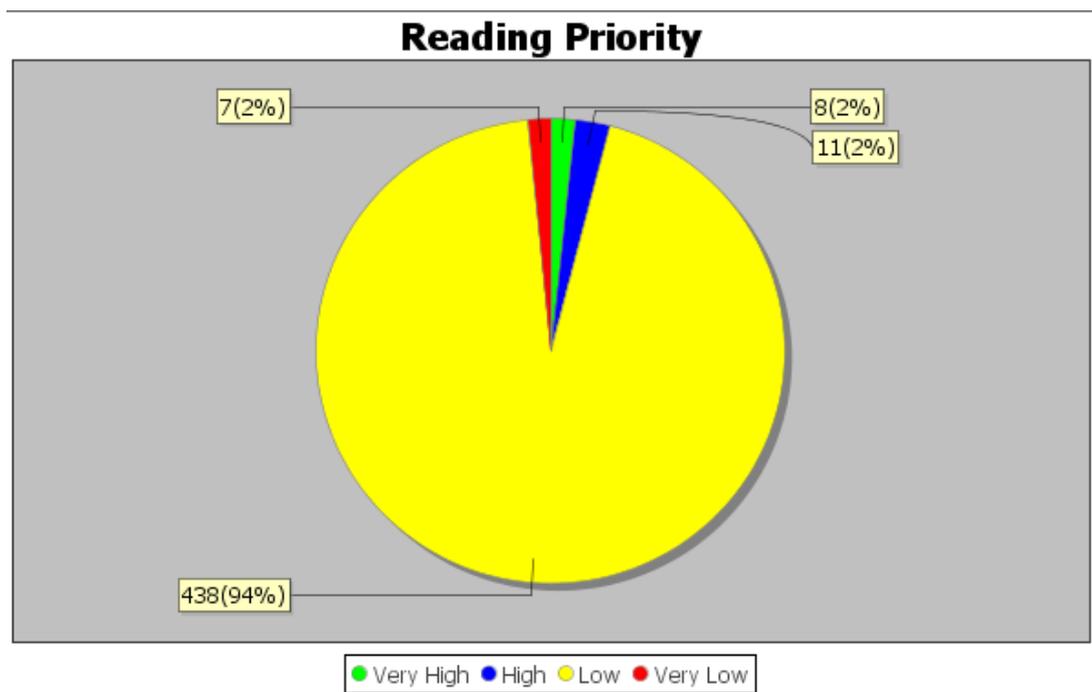


Figura 3.2: Prioridade de Leitura

questão ou sua rejeição. Os trabalhos que utilizam a WAN com trocas de informações entre subestações serão considerados de maior relevância. Os trabalhos serão incluídos conforme os critérios de inclusão e exclusão, e, além disso, os seguintes critérios de qualidade serão aplicados:

- O artigo foi escrito com coerência e coesão textual?
- Os métodos ou técnicas foram reportados de forma objetiva?
- O artigo aborda os desafios da WAM entre subestações de diferentes Agentes?

Para facilitar a classificação da qualidade dos trabalhos, foi criado um quadro com as perguntas conforme Figura 3.3:

Dos 151 trabalho 68 contribuirão para a RS, seja com a abordagem de solução de PPS numa rede comunicação local, com a utilização da rede conforme 61850 ou com uma abordagem da modelagem da rede de comunicação. A Figura 3.4 apresenta o gráfico desse resultado.

Após a extração das informações importantes, os resultados serão tabulados e será elaborado um relatório crítico para a sintetização dos dados obtidos. Os resultados obtidos, assim como o processo utilizado na Revisão Sistemática, serão utilizados para compor um artigo a ser publicado em evento científico da área.

Utiliza a PPS integrada com Rede de Comunicação	Sim
Apresenta modelagem da Rede de Comunicação	Sim
Apresenta trabalhos futuros	Não
Utiliza troca de mensagem GOOSE entre subestações	Sim
Utiliza a norma IEC 61850 na rede de comunicação	Sim
Utiliza a rede de comunicação para sincronismo do sistema de elétrico de potência interligado	Sim

Figura 3.3: Perguntas para a Qualidade dos Trabalho

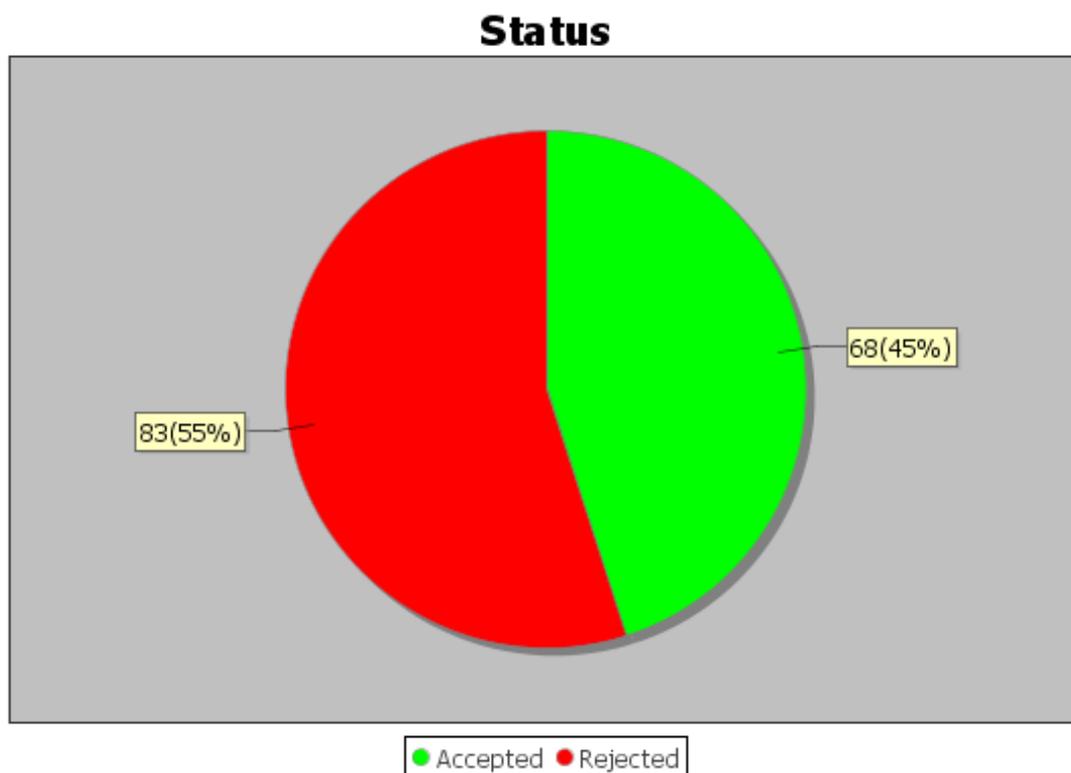


Figura 3.4: Trabalho que contribuíram com extração de dados

A subseção a seguir apresentará as contribuições da RS de maneira resumida.

### 3.1.14 Resumo do resultado da RS

A maioria dos trabalhos apresenta a importância em trabalhar com o conceito da Rede de Comunicação de Longa Distância, porém alguns pontos para se estabelecer essa rede devem ser considerados, dos quais se destacam:

- Redundância nos enlaces de comunicação;
- Padronização na implementação das trocas de informações nas Rede de Comunicação de Longa Distância
- Sincronismo de tempo via *Global Position System* (GPS)
- Integração de Agentes distintos numa mesma Rede de Comunicação de Longa Distância
- Segurança Cibernética apropriada tendo em vista o alcance expressivo das Redes de Comunicação de Longa Distância

Sauhats et al. [5] abordam dois tipos de sistema de proteções para a PPS:

- PPS local: que considera apenas as medições locais e sua ação se limita ao equipamento instalado;
- *Wide Area Protection Systems* (WAPS): que usa o *Wide Area Measurement Based* (WAMB) e toma decisões considerando as medições de várias linhas de transmissão e geração.

Em [8] foi utilizado o protocolo GOOSE [20] para obter uma coordenação entre as linhas de transmissão que saem de uma subestação juntamente com a geração local da subestação. Um caso real onde um aumento súbito de carga em uma linha de transmissão gerou uma oscilação no sistema. A proteção de perda de sincronismo do gerador atuou antes da proteção da linha desligando a geração local ocasionando na perda de suprimento de energia para as demais cargas. A proposta em [8] utilizou a troca de mensagem GOOSE entre os IEDs da linha de transmissão com o IED do gerador e ao invés de desligar o gerador desligou apenas a linha de transmissão, mantendo o sistema estável.

O autor de [21] ressalta a importância da infraestrutura da rede de comunicações uma vez que seu artigo possui uma aplicação de *Wide Area Measurement System* (WAMS)

com medição de *Phase Measurement Unit* (PMU). O esquema de proteção de PPS é baseado na medição de diferença angular entre os geradores através das PMUs. Ainda de acordo com [21] todo cuidado tem que ser considerado na rede comunicação, uma vez que a medição da diferença angular entre os geradores fica muito suscetível a qualidade da rede de comunicação.

Outra aplicação de monitoramento de áreas integradas por rede de comunicação é visto em [22]. A abordagem adotada do autor é de evitar a má operação dos IEDs de proteção realizando um supervisão através de PMUs. Inclusive o autor aborda que com o avanço da rede de comunicação e a evolução do WAMS é possível trabalhar num sistema elétrico de potência com poucas PMUs, pois com um número reduzido de PMUs pode-se estimar os valores de corrente e tensão de barras que não tem PMU e as ações podem ser enviadas através da rede de comunicação.

Em [9] é proposto a identificação da origem da oscilação de potência no sistema elétrico através da medição de tensão e corrente das PMUs. A proposta seria a comparação dos sincrofasores de tensão e correntes das barras do sistema, sendo possível através desses valores estimar em qual região iniciou a oscilação de potência. A concepção do sistema é feito na seguinte estrutura:

- no compartilhamento das medições locais de cada PMU
- apenas um IED de proteção é usado
- a decisão de desligamento é única sendo obtida através da medição de cada área.

No aspecto de *Wide Area Relay Protection* (WARP), de acordo com [23], existe uma carência no método de modelagem dessas áreas de proteção. O autor propões uma modelagem baseado na norma IED 61850 para criar-se uma estrutura de comunicação adequada nos WARPs afim de evitar problemas de comunicação e interoperabilidade entre os IEDs do WARPs e os outros IEDs das subestações.

A expectativa apresentada em [24] é de o *Wide Area Monitoring, Protection, and Control* (WAMPAC) irá reduzir o número de blecautes e melhor a confiabilidade e segurança do operação do sistema elétrico interligado, especialmente em sistema fracos com pouco previsibilidade operativa. O artigo também apresenta uma estratégia de desenvolvimento de um WAMPAC no Reino Unido.

Em [?] é proposta uma modelagem para a troca de informações dos IEDs de proteção entre agentes distintos. A ideia do artigo é propor uma modelagem de comunicação para

o *Wide Area Backup Protection* (WABP) conforme a norma IEC 61850. O autor destaca que a troca de informações numa rede de comunicação entre os IEDs de proteção dos agentes podem melhorar a seletividade de faltas no sistema.

O autor de [25] ressalta que apesar de toda a segregação do sistema elétrico de potência, é necessário que as soluções de engenharia sejam integradas. Ainda se ressalta que devido às incertezas dos retornos dos investimentos financeiros a expansão do setor elétrico é lenta, necessitando de soluções para aumentar a confiabilidade de operação.

No aspecto de robustez da rede comunicação em [26] é abordado um controle resiliente com redundância de comunicação na WAM, a fim de evitar que uma perda de comunicação acarrete numa operação incorreta no controle de estabilidade do sistema.

Alguns trabalhos já apontam as vantagens de integração [5, 8, 9] no entanto, sem uma proposta conclusiva e efetiva nos aspectos de soluções técnicas utilizadas para a arquitetura da WAN entre diversos Agentes de transmissão e sem definições dos requisitos mínimos das redes WAN e LAN. Provavelmente, tendo em vista a particularidade do setor elétrico brasileiro de transmissão, aonde numa subestação é possível ter equipamentos de transmissão de mais de um Agente de transmissão e como consequente redes LAN de mais de um Agente, nenhum dos trabalhos encontrados na busca apresentavam a solução de uma rede WAN envolvendo mais de um Agente de Transmissão.

Então, através da análise do levantamento do estado da arte, verificou-se que uma integração entre Agentes diferentes por uma WAN é algo que não foi aplicado. Dentre os conceitos apresentados estão a proteção em redes de comunicação de longa distância WARP que só é possível devido ao avanço das tecnologias voltadas aos sistemas de telecomunicação.

Ressalta-se que a norma IEC 61850 através das partes 90 possibilita diversas maneiras da troca de mensagem GOOSE entre subestações. Os artigos levantados também mostram diversas aplicações do uso da WAN para os SEPs. No entanto, através RS verificou-se que a aplicação de WANs conforme a norma IEC 61850 carece de uma padronização e de alguns requisitos mínimos para as redes WAN e LAN.

Por fim, de acordo com [12] os trabalhos carecem de:

- Mapeamento e comparação das técnicas aplicadas na utilização de WAN conforme a norma IEC 61850 para melhoria do desempenho dos SEPs;
- Estabelecer os Requisitos Mínimos da Rede LAN e WAN dos SEPs, conforme a

norma IEC 61850

- Propor um modelo de arquitetura orientativa rede LAN e WAN entre os Agentes
- Direcionamento dos principais desafios utilizando WAN conforme a norma IEC 61850 no SEP

# Capítulo 4

## Proposta para o SEP-PPS

Este Capítulo tem o objetivo apresentar SEP-PPSs que será proposto utilizando uma rede de comunicação conforme a norma IEC 61850, entre subestações com Agentes de transmissão distintos.

Para melhor compreensão da proposta apresentada será apresentado uma ocorrência real no setor elétrico brasileiro onde tivemos a atuação das PPSs não integradas para separação das áreas elétricas. Nessa ocorrência será analisado o tempo de atuação de cada PPS, que será denominada PPS-Clássica, e com base nessa análise será proposta uma rede de comunicação para a integração dessas PPS, compondo assim o SEP-PPS.

### 4.1 Problema da atuação da PPS-Clássica

Essa seção apresentará a atuação de algumas PPSs no SINS durante uma ocorrência real destacando-se o tempo de atuação das PPSs para separar as áreas elétricas a partir da detecção da primeira oscilação com perda de sincronismo. O intuito é de apresentar a demora da separação das áreas elétricas quando as PPSs não encontram-se integradas. Essa demora na separação das áreas pode gerar um colapso na estabilidade SINS, tendo como consequência a ocorrência de blecautes no sistema elétrico.

#### 4.1.1 Ocorrência do dia 21/03/2018 às 15h48 envolvendo o Bipolo de Corrente Contínua Xingu / Estreito

Em [27] é apresentado os dados da análise de uma perturbação ocorrida no dia 21/03/2018, com início às 15h48min, feita pelo ONS. Na ocorrência em questão houve a interrupção de um fluxo alto de potência entre a área elétrica Norte e Sudeste que culminou na aber-

tura de diversas linhas de transmissão, isolando as regiões Norte e Nordeste do restante do SIN, provocando um colapso no fornecimento de energia a estas regiões, com reflexos para as regiões Sudeste/Centro-Oeste e Sul.

O fluxo de potência apresentado na Figura 4.1 é a condição de como o sistema encontrava-se no dia 21/03/2018 antes da ocorrência da perda de um grande fluxo de potência entre o Norte e Sudeste.

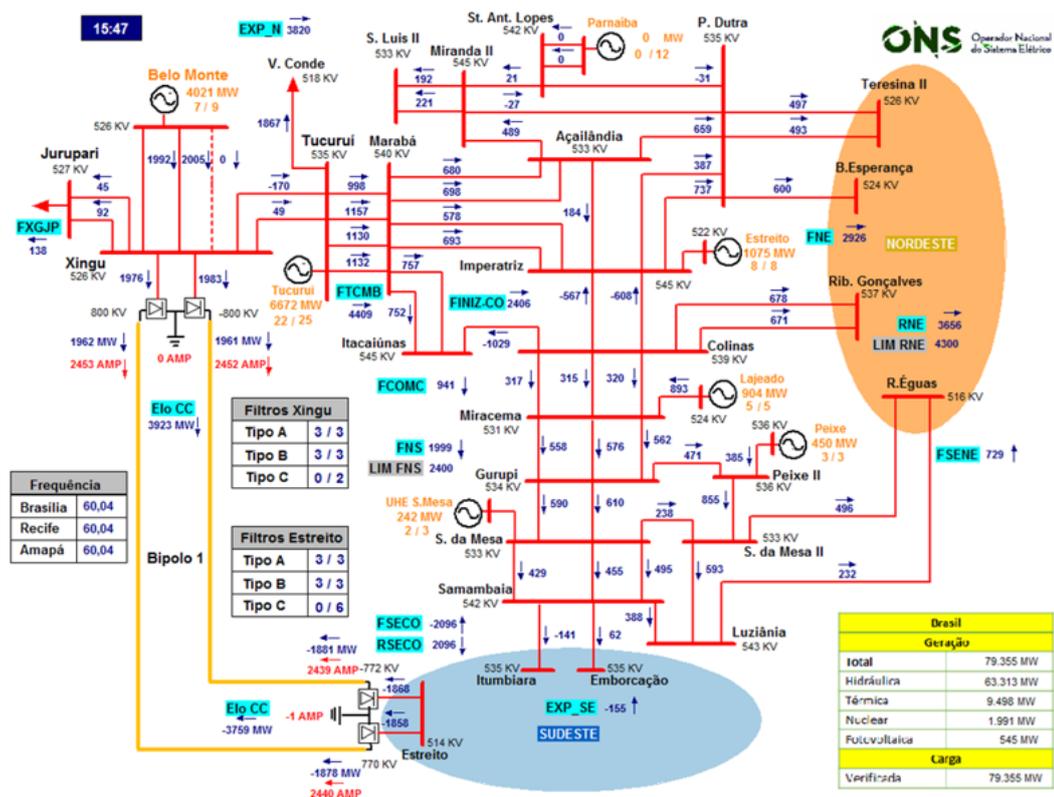


Figura 4.1: Intercâmbio entre Áreas Elétricas do SIN

A Figura 4.2, retirada de [27] apresenta as áreas elétricas, Norte (N), Nordeste (NE) e Sudeste (SE) do Sistema Interligado Nacional (SIN) do Brasil.

Repare o alto fluxo de potência exportado entre a área Norte e Sudeste/Centro-Oeste. A perda deste grande fluxo ocasionou uma perda de sincronismo entre as áreas elétricas, sendo necessário a separação destas áreas. O instante  $T_0 = 15h:48min:03seg:245ms$  se caracteriza pela abertura do disjuntor DJ9522 na SE Xingu, provocando o Bloqueio do Bipolo 1 do Elo CC Xingu – Estreito ocasionando a perda de 4000 MW que estava sendo transmitido do Norte para o Sudeste através do Elo CC Xingu – Estreito.

Aproximadamente 738 ms após perda do grande fluxo ( $T_1=T_0+738$ ) ocorreu o desligamento automático da LT 500 kV Serra da Mesa 2 – Peixe 2, no terminal de Serra



O desligamento automático da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1 caracterizou a abertura da interligação Norte/Sudeste na SE Serra da Mesa, permanecendo interligado o restante do sistema.

O tempo de separação da área Norte/Sudeste, é da primeira detecção de oscilação de potência com perda de sincronismo ( $T1=T0+738$ ) até a separação ( $T3=T0+888$ ) e foi de 150 ms.

Aproximadamente 86 ms após o desligamento automático da LT 500 kV Gurupi – Serra da Mesa C1, iniciou-se a abertura das interligações Norte/Nordeste em 500 kV na SE Presidente Dutra, pela atuação da proteção de Perda de Sincronismo (PPS) instalada na LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, com as seguintes ações ( $T4=T0+984$ ):

- Desligamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1;
- Desligamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C2;
- Desligamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Imperatriz C2;e
- Desligamento da LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

Os eventos acima se caracterizam com a primeira detecção de perda de sincronismo entre a área Norte/Nordeste.

No mesmo instante da atuação das PPS na SE Presidente Dutra, houve o desligamento da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves - São João do Piauí C2 ( $T4=T0+984$ ).

Cerca de 66 ms após ocorrer a abertura das interligações Norte/Nordeste em 500 kV na SE Presidente Dutra, ocorreram os desligamentos automáticos da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – Colinas C2 ( $T5=T0+1000$ ) e da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves – São João do Piauí C2 por proteções de distância ( $T6=T0+1050$ ). Mesmo após os desligamentos das linhas LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1 e C2, LT Presidente Dutra – Boa Esperança e LT Colinas – Ribeiro Gonçalves C1 e C2, que separou parcialmente os sistemas Norte e Nordeste, apenas pela rede de 500 kV, os sistemas Norte e Nordeste permaneceram interligados pelo tronco de 230 kV Teresina – Coelho Neto – Peritoró.

Então ocorreu aumento do fluxo na interligação N/NE em 230 kV Teresina – Coelho Neto- Peritoró, culminando com o desligamento da LT 230 kV Coelho Neto – Peritoró, por atuação da proteção de distância em zona de sobrealcance no terminal de Coelho Neto ( $T7=T0+1134$ ). Neste instante ocorreu a separação do sistema Norte do restante do SIN.

O tempo de separação da área Norte/Nordeste, é da primeira detecção de oscilação de potência com perda de sincronismo ( $T4=T0+984$ ) até a separação ( $T7=T0+1134$ ) e foi de 150 ms.

Após a separação do Sistema Norte com o desligamento da LT 230 kV Teresina – Coelho Neto – Peritoró, ocorre a perda de sincronismo do Sistema Nordeste com o Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste com formação de centro elétrico na LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Igaporã III. Este fenômeno provocou a atuação das proteções de distância em zonas 1, ocasionando o desligamento automático das seguintes linhas a abaixo e se caracterizando pelo início da separação das regiões Nordeste com a Sudeste e Centro-Oeste:

- LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Igaporã III ( $T8=T0+1816$ ).
- LT 230 Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa ( $T9=T0+1880$ )
- LT 230 kV Bom Jesus da Lapa II – Igaporã II ( $T10=T0+2402$ )

O tempo de separação da área Nordeste/Centro-Oeste e Sudeste, é da primeira atuação de zona 1 ( $T8=T0+1816$ ) até a separação ( $T10=T0+2402$ ) e foi de 586 ms. A Tabela 4.1 apresenta a duração da separação entre as áreas elétricas, Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Nordeste/Centro Oeste e Sudeste.

Tabela 4.1: Tempo de atuação da PPS

Separação entre Áreas Elétricas	Tempo de Separação (ms)	Delta entre Instantes
N / SE	150	T3-T1 (888-738)
N / NE	150	T7-T4 (1134-984)
NE / CO e SE	586	T10-T8 (2402-1816)

A Figura 4.3, mostra a quantidade de linhas de transmissão que foram desligadas tendo a oscilação de potência com perda de sincronismo ocasionada pela perturbação. Para separação da região Norte com a Sudeste foi necessário o desligamento de três linhas de transmissão. Já para a separação da regiões Norte e Nordeste foram necessárias o desligamento de oito linhas de transmissão.

Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas					
	Instante a partir de T0 (ms)	Subestação	Linha de Transmissão	Proteção atuada	Obs
Separação Áreas Elétrica N/SE 150 ms	T1=T0+738	Serra da Mesa 2	LT 500 kV Peixe 2	78-PPS	
	T2=T0+802	Gurupi	LT 500 kV Serra da Mesa C2	21-Z1	21-Zona 1
	T3=T0+888	Serra da Mesa	LT 500 kV Gurupi C1	21	21-Z2+POTT
Separação Áreas Elétrica N/NE 150 ms	T4=T0+984	Presidente Dutra	LT 500 kV Tercsina II C1	78-PPS	PPS
			LT 500 kV Tercsina II C2	78-PPS	PPS
		Ribeiro Gonçalves	LT 500 kV Boa Esperança	78-PPS	PPS
			LT 500 kV Imperatriz C2	78-PPS	PPS
	T5=T0+1000	Ribeiro Gonçalves	LT 500 kV Colinas C2	21-1	21-Zona 1
	T6=T0+1050	Ribeiro Gonçalves	LT 500 kV São João do Piauí C1	21	21-Z2+POTT
T7=T0+1134	Coelho Neto	LT 230 kV Peritoró	21-Z1	21-Zona 1	
Separação Áreas Elétrica NE / CO e SE 584 ms	T8=T0+1816	Bom Jesus da Lapa	LT 500 kV Igarorã III	21-Z1	21-Zona 1
	T9=T0+1880	Bom Jesus da Lapa	LT 230 kV Brotas de Macaúbas C1	21-Z1	21-Zona 1
	T10=T0+2402	Bom Jesus da Lapa II	LT 230 kV Igarorã II	21-Z1	21-Zona 1

Figura 4.3: Sequência de Desligamentos e Proteções Atuadas

A separação da região Norte do SIN se deu com o desligamento de onze linhas de transmissão e a Figura 4.4 apresenta detalhes dos eventos de separação da região Norte que demorou 1,134 segundos desde da perda do grande fluxo até a separação dessa região.

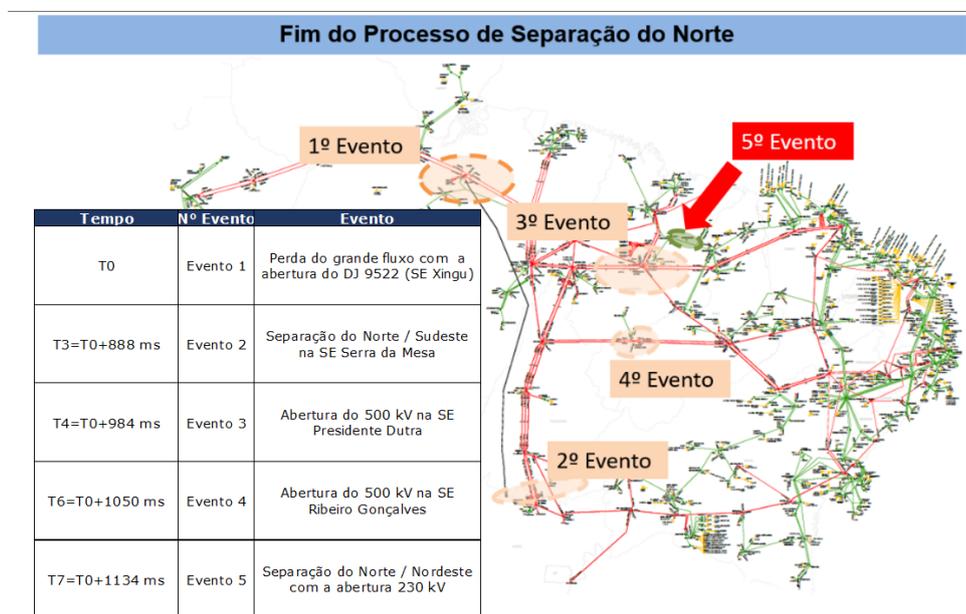


Figura 4.4: Tempo atuação da PPS

A última separação de áreas elétricas por perda de sincronismo foram das regiões Nordeste com a Sudeste/Centro-Oeste que ocorreu com o desligamento de 3 linhas de transmissão.

A Tabela 4.2 apresenta a duração da separação da região Norte e do ilhamento do SIN.

Tabela 4.2: Tempo de Separação da Região Norte e de Ilhamento do SIN

Separação entre Áreas Elétricas	Tempo de Separação (ms)
Separação do Norte	1.134
Ilhamento do SIN	2.402

Ressalta-se que para manter o sincronismo das regiões elétricas era necessária a separação dessas áreas, ou seja, as linhas de transmissão desligadas pela PPS ou pelas proteções de distância na Figura 4.3 tinham o objetivo de separar as áreas elétricas para evitar a propagação da oscilação apresentada. Diante do excedente de geração da região do Norte, ocasionado pela perda do Bipolo Xingu – Estreito, se torna incapaz de manter o sincronismo com relação ao restante do SIN, sendo necessária a abertura das interligações Norte/Nordeste e Norte/Sudeste. Após a abertura das interligações Norte/Nordeste e Norte/Sudeste, a região Nordeste experimenta um déficit de aproximadamente 3.600 MW resultando em queda na frequência elétrica. Para este ponto de operação, apenas a interligação Sudeste/Nordeste é incapaz de manter as duas regiões em sincronismo, conforme apresentado na Figura 4.5 a seguir. Dessa forma, a abertura da interligação Sudeste/Nordeste também foi necessária para garantir a formação de ilhas estáveis nas regiões Nordeste e Sudeste

A demora na separação das áreas elétricas se justifica uma vez que atualmente as PPSs não interagem entre si e a separação efetiva entre as áreas elétricas se dá apenas com os desligamentos de todas as linhas que interligam essas áreas. A atuação no mesmo instante entre todas as PPSs instaladas nas LTs que interligam as áreas elétrica não é possível por causa de diversos fatores, sendo destacados, os ajustes diferentes de PPS entre cada fabricantes de IEDs e o tempo de formação do centro elétrico para cada LT que interligam as áreas elétricas, tendo em vista os diferentes pontos de conexões das áreas elétricas de cada LT conciliado coma mudança dinâmica do SIN numa perturbação de tamanha proporção que ocasiona o desligamento de diversas LTs.

Observa-se que a ação efetiva das PPSs, a saber, a separação por completo das áreas elétricas pode ter tempos na ordem de segundos. Esta demora no aspecto de estabilidade do SIN é extremamente prejudicial, pois quanto maior tempo de separação entre áreas não sincronizadas, maior será a amplitude de oscilação e maior será o tempo de permanência da oscilação, trazendo diversos prejuízos ao sistema elétrico de potência, tais como danos

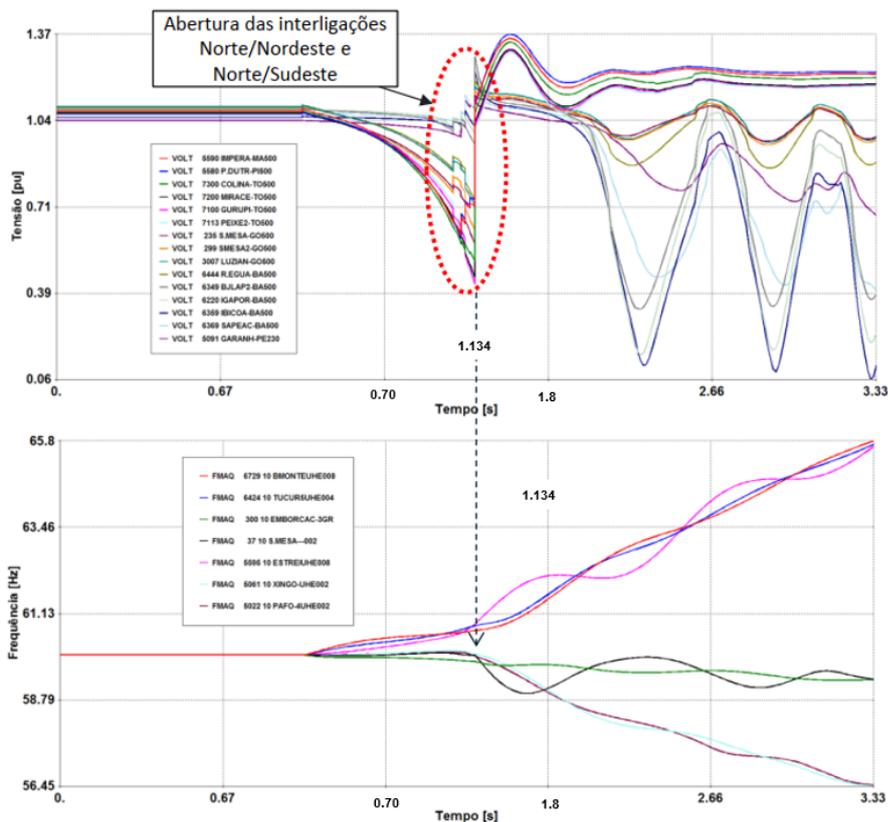


Figura 4.5: Tensão e Frequência após a abertura das Interligações Norte-Nordeste e Norte-Sudeste

nas máquinas rotativas das usinas de geração, ou até mesmo condições de instabilidades que ocasionam blecautes em mais de uma área elétrica.

## 4.2 Descrição da Proposta

A utilização de uma rede comunicação integrando todos os IEDs com a função de PPS pode reduzir significativamente o tempo de separação das áreas elétricas. Essa Seção irá apresentar a proposta de integração dos IEDs envolvidos na ocorrência em questão.

A proposta apresentada por esta dissertação será da implementação de IEDs que possam detectar o eventos apresentado na Figura 4.3 e integrá-los a uma rede de comunicação a fim de obter tempos menores para a separação das áreas elétricas.

A Figura 4.6 contempla a proposta dessa dissertação. As áreas elétrica A, B e C estão interligadas pelas linhas de transmissão. As linhas de transmissão saem das subestações de diferentes Agentes de transmissão, Agentes X, Y e Z. Em cada subestação existem os IEDs de proteção que contemplam a função PPS. Através de WAN se estabelecerá a rede

de comunicação entre os IEDs de cada Agente. A partir da detecção de uma oscilação de potência instável de um dos IEDs, com a atuação da função de proteção PPS, será publicada a mensagem GOOSE de atuação dessa PPS e os demais IEDs que fazem parte da mesma interligação elétrica, irão assinar essa mensagem para desligar suas respectivas linhas de transmissão, ocasionado assim a separação das interligações.

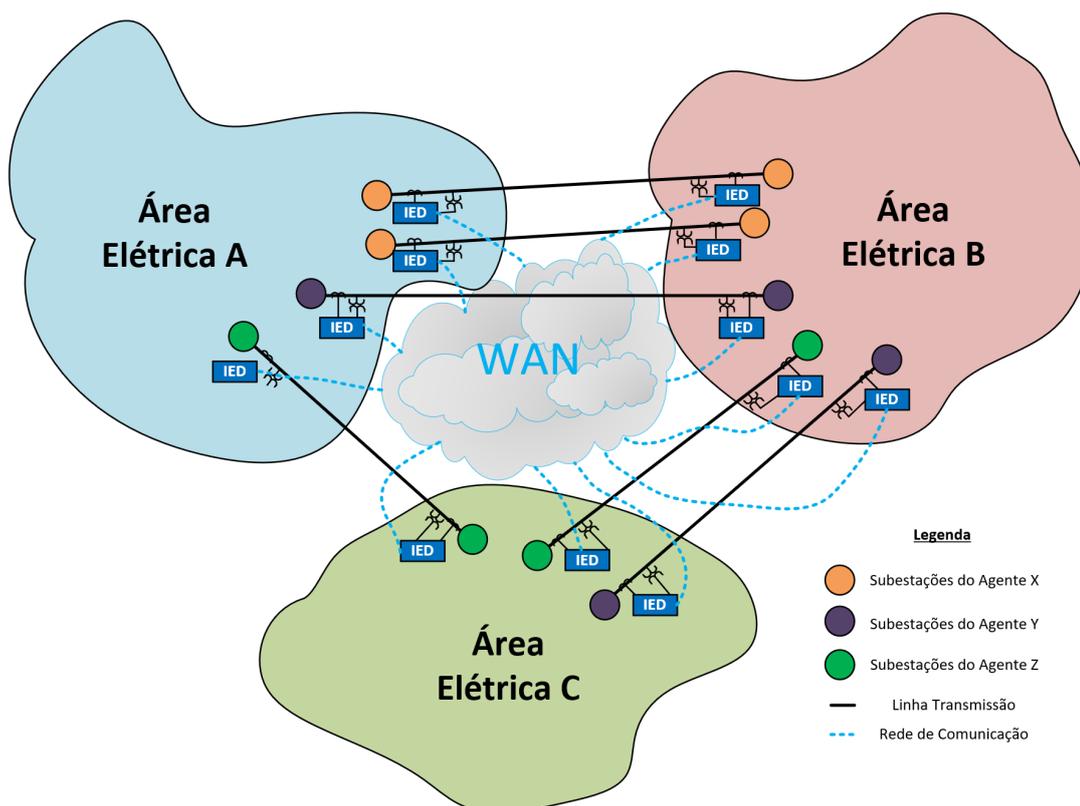


Figura 4.6: Proposta do SEP-PPS

Ressalta-se que publicação da mensagem GOOSE de atuação da PPS de uma LT de uma interligação, só poderá ser assinada pelas LTs da mesma interligação, pois o intuito seria separar aquela interligação com a formação do centro LT em qualquer LT que interligue as áreas elétricas

A utilização da rede conforme norma IEC 61850 foi adotada tendo em vista que é uma norma que prevê uma padronização de comunicação entre IEDs e possui partes específicas que abordam a comunicação entre subestações, além da proposta dessa norma para a interoperabilidade e a intercambialidade entre equipamentos de diferentes fabricantes.

A aplicação da comunicação entre subestações conforme a IEC 61850 já tem sido amplamente estudado e aplicado nos sistemas elétricos de potência de vários países. Em [23], por exemplo, é apresentado um conceito de proteção de área WARP proporcionado

pela comunicação de área, onde é estabelecido a comunicação entre subestações conforme a norma IEC 61850.

A combinação de PPS também é abordado em [5]. A Figura 4.7, ilustra essa proposta, onde a estrutura é similar a uma solução de um sistema de PMU, com exceção de que o sistema poderia operar com mais precisão já que as taxas de amostragem dos IEDs são maiores que as PMUs [5].

Para tal precisão proposta é necessário um enlace de sistema de comunicação dedicado para troca de informações entre os IEDs, similar aos tunelamentos feitos para as proteções diferenciais, com grande confiabilidade, uma vez que a perda de pacotes da mensagem analógica poderia ocasionar uma atuação incorreta da PPS.

Ressalta-se que a abordagem dessa dissertação difere no fato que não será feita a troca informações analógicas, como exemplo, o protocolo SV que necessita de uma rede robusta e sim trocas de mensagem do protocolo GOOSE. A utilização dos IEDs realizando as medidas locais transmitindo apenas a mensagem do protocolo GOOSE demanda menos da rede, em termos de banda e disponibilidade, uma vez que as mensagens usados para transmitir as grandezas analógicas, como exemplo o SV, requerem taxas de transmissão das mensagens maiores do que as das mensagens de digitais, como o exemplo o GOOSE.

Segundo [28] é possível melhorar o tempo de atuação da função de PPS utilizando a medição da PMU, de maneira que ocorra desligamento da linha que está sob oscilação de potência antes mesmo o primeiro escorregamento.

O artigo [29] comenta das limitações das PPS clássicas, que atuam apenas localmente. Inclusive o autor comenta de uma caso onde houve a recusa da atuação de uma PPS, atrasando a separação das áreas elétricas. Ressalta-se ainda a importância da sincronização de tempo quando se utiliza fasores para se obter a diferença angular entres as barras do sistema, destacando-se a importância dos GPS que nas subestações não digitalizadas eram vistos como equipamentos apenas para sincronizar a estampa de eventos dos IEDs, sendo agora um equipamento fundamental para o correto monitoramento das grandezas elétricas.

A rede de comunicação entre subestações possibilita o monitoramento de grandes áreas aumentando a desempenho do sistema elétrico de potência, segundo [30].

Já em [?] observa-se a aplicação de troca de mensagens entre subestações através de teleproteção de acordo com norma IEC 61850. Neste trabalho é feito um comparativo evidenciando o ganho no tempo para troca entre mensagens GOOSE (generic object

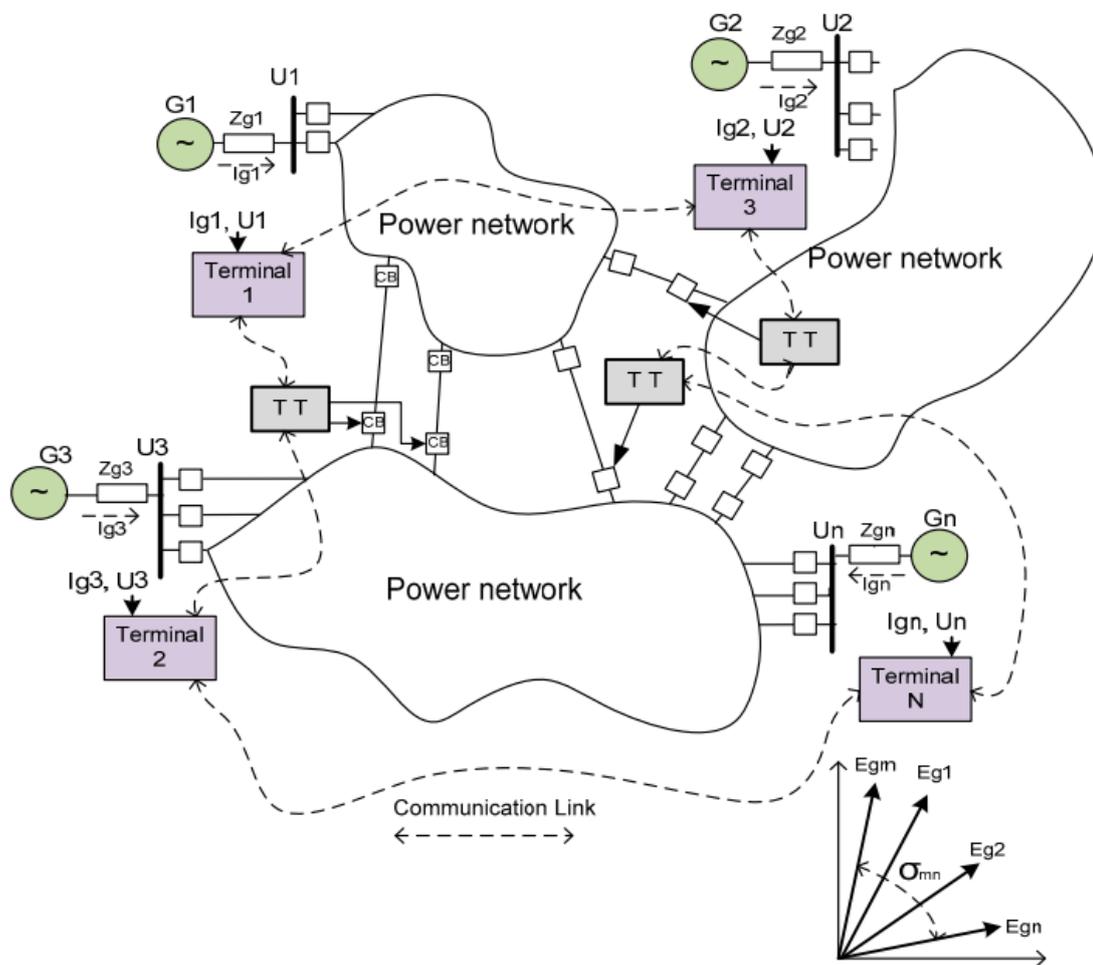


Figura 4.7: PPS Local + WAPS + WAMB proposta em [5]

oriented substation event), conforme Figura 4.8.

A arquitetura da aplicação do caso em [?] é apresentada na Figura 4.9.

Em [31] é apresentado um esquema de proteção entre IEDs de diferentes subestações utilizando a comunicação conforme a norma IEC 61850 e mostrou diversas vantagens como, a redução de quantidade de IEDs utilizados, tempo de redução de eliminação da falta e o aumento da seletividade restringindo o desligamento apenas os circuito necessários a serem desligados.

Ressalta-se que atualmente, a necessidade do Setor Elétrico Brasileiro de avaliar e implementar uma rede de comunicação ampla (em inglês *Wide Area Network* - WAN) entre Agentes é crescente. A própria demanda do ONS, em [11] para elaboração do SEP usando rede de comunicação entre Agentes demonstra o fato. A Figura 4.10 retirada de [11] mostra a rede que está sendo criada para implementação do SEP N/NE/SE no SIN.



### 4.3 SEP-PPS entre Agentes de Transmissão Distintos

A proposta presente na dissertação possui uma interação de desligamento do equipamento de um Agente com a atuação da função PPS de outro Agente. Essa interação já realizada no setor elétrico brasileiro, por exemplo, de acordo com [6] o SEP-PPS da subestação Rio das Éguas, localizada no estado da Bahia. Essa subestação possui uma particularidade, a saber, a abertura de todos os disjuntores centrais, ocasiona a separação elétrica da interligação Sudeste-Nordeste.

Tendo em vista a particularidade da subestação Rio das Éguas junto com os estudos de estabilidade eletromecânica, o ONS solicitou a habilitação da função PPS, para o Agente TAESA, na subestação de Bom Jesus da Lapa II na LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II / Rio das Éguas, de maneira que a atuação dessa função não se ocasiona o desligamento da LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II / Rio das Éguas e sim o envio de sinal de disparo para todos os disjuntores centrais da subestação de Rio das Éguas, inclusive para os disjuntores dos Agentes NEOENERGIA, ARGO e PTE, ocasionando assim a separação da interligação Sudeste-Nordeste. A Figura 4.11 retirada de [6] mostra o SEP-PPS da subestação de Rio das Éguas

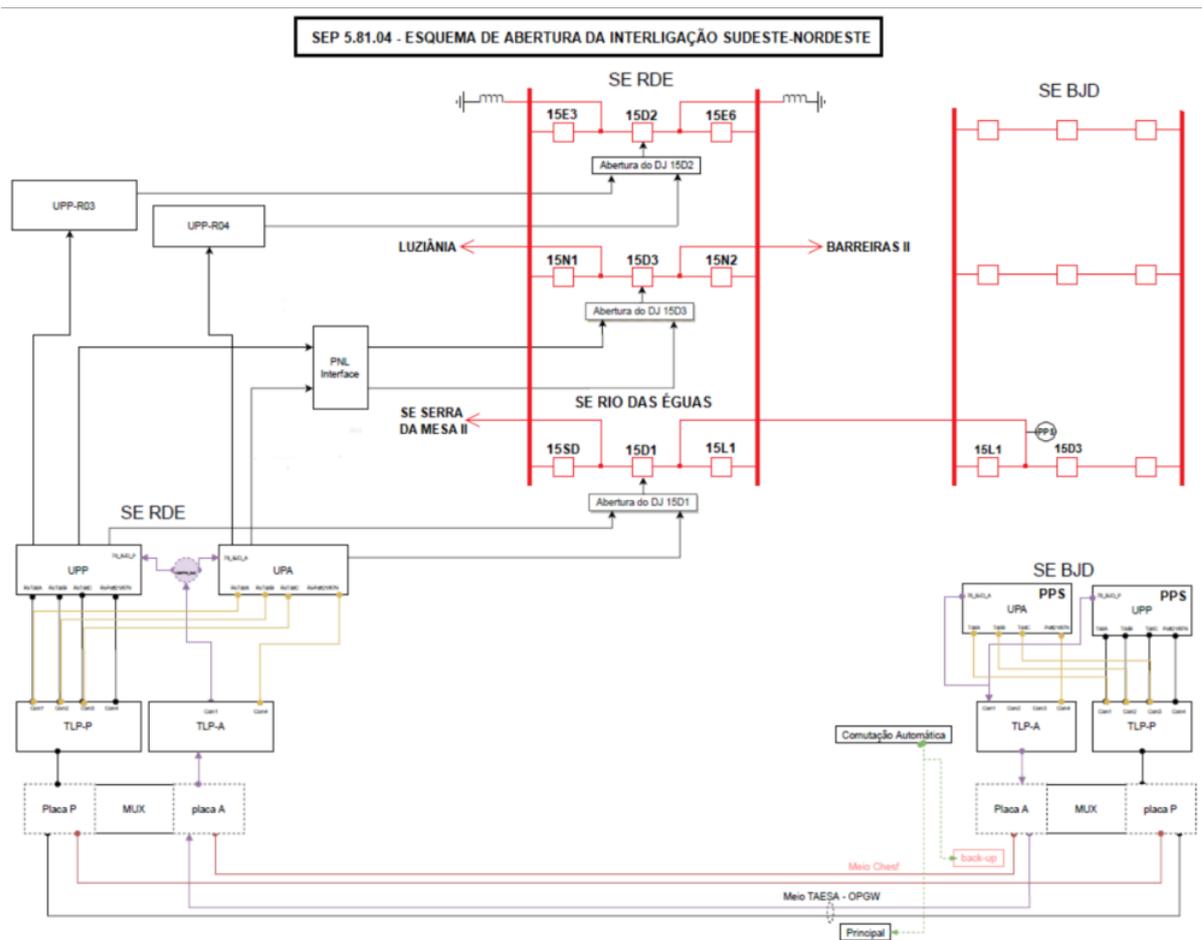


Figura 4.11: SEP-PPS da Subestação Rio das Éguas - ONS - [6]

# Capítulo 5

## Implementação e Resultados

Este Capítulo tem o objetivo de realizar o estudo de caso para validar a proposta no Capítulo 4. Antes de realizar os testes necessários para validação da proposta foi verificada a sua viabilidade de implementação na seção 5.1. Após validar sua viabilidade, na seção 5.2, foi realizado o Estudo de Caso para a proposta do SEP-PPS.

### 5.1 Implementação para atestar a viabilidade da proposta

Para verificar que o tempo de atuação do SEP-PPS poderá ser mais rápido para separação das áreas elétricas foi utilizado os resultados dos ensaios em laboratório de [32]. Nesses ensaios foi obtido o tempo de troca de mensagem GOOSE entre dois equipamentos de subestações distintas, conforme as figuras 5.1 e 5.2.

Para medição do tempo de resposta foi utilizado um notebook com sniffer, sendo necessário extrema precisão para obter o tempo de resposta em milissegundos, conforme a Figura 5.3

O teste realizado tem como objetivo validar o tempo de troca da mensagem GOOSE entre um IEDs SIEMENS de diferentes subestações. Para estabelecer a comunicação entre as duas subestações foi estendida uma VLAN LAYER 2 entre 2 (dois) FIREWALLS ISA-3000 simulando duas subestações e cada uma com um IED SIEMENS

#### 5.1.1 Topologia para atestar a viabilidade da proposta

As Figuras 5.1, 5.2 e 5.3 apresentam a topologia dos testes.

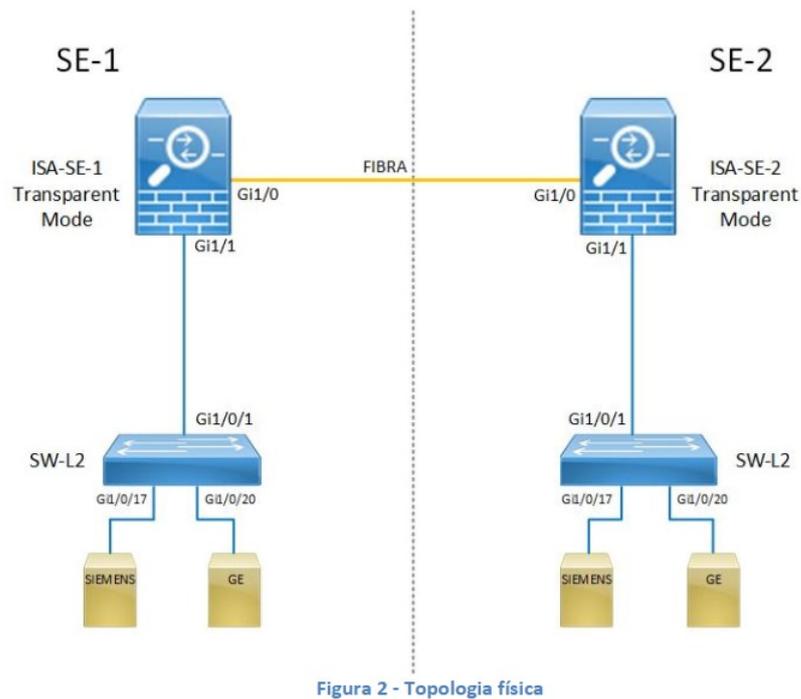


Figura 2 - Topologia física

Figura 5.1: Topologia Lógica

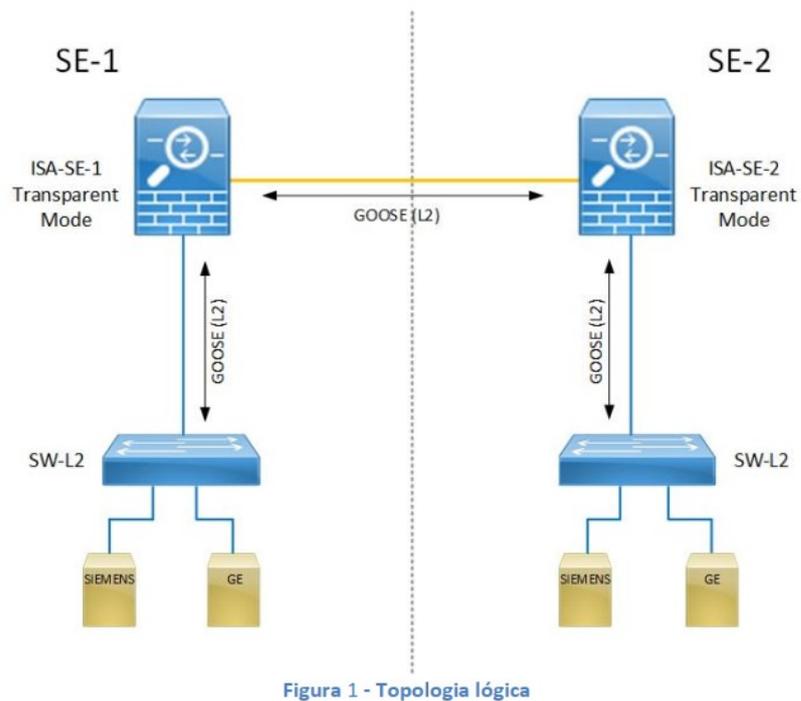


Figura 1 - Topologia lógica

Figura 5.2: Topologia Física

Para realizar este teste foi utilizado um computador com duas entradas de ethernet. Cada entrada ethernet está conectada à porta de cada switch. Foi feito o espelhamento da porta onde os relés estavam conectados para a porta do workstation, assim foram

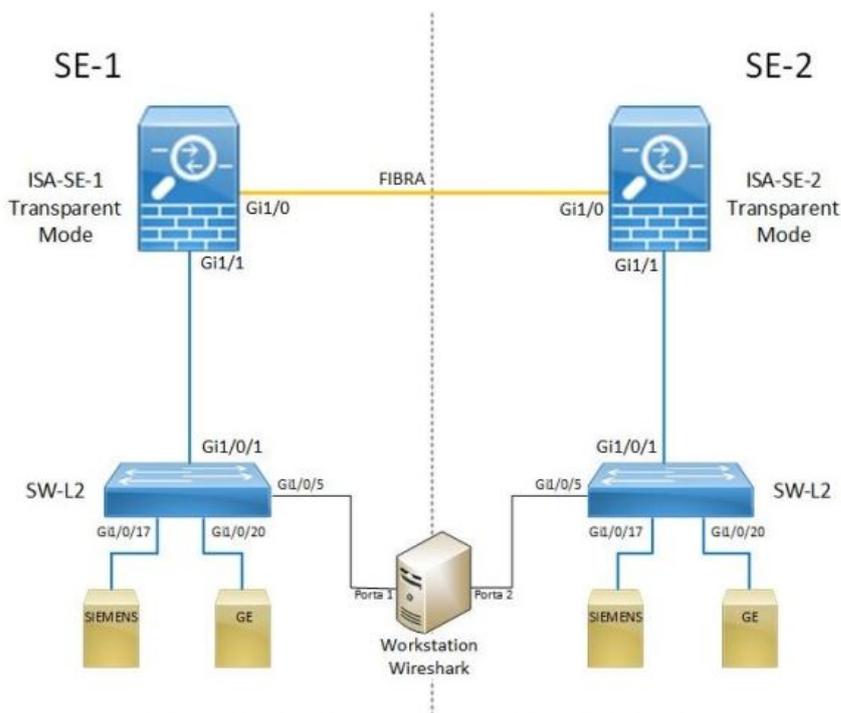


Figura 5.3: Topologia utilizada para monitoramento

realizados os testes de comunicação entre relés e a coleta de dados (snifer) com o wireshark. A Figura 5.3 apresenta a topologia utilizada na realização dos testes.

### 5.1.2 Resultados dos Testes para atestar a viabilidade da proposta

Como podemos ver na Tabela 5.1, os resultados foram totalmente satisfatórios, pois observa-se que foi possível transmitir a mensagem GOOSE entre diferentes subestações e o tempo de saída e de chegada do protocolo alcançou a faixa de microssegundos.

Tabela 5.1: Tempos obtidos

	Teste 1	Teste 2	Teste 3	Teste 4	Teste 5
Saída	0,324464	0,886518	0,044206	0,470846	0,470846
Chegada	0,324527	0,886594	0,044225	0,470916	0,470916
Diff (milisegundos)	0,000063	0,000076	0,000019	0,00007	0,00007
Diff (microsegundos)	0,063	0,076	0,01900	0,07000	0,07000

## 5.2 Estudo de Caso: Implementação da Proposta

Para o estudo de caso o primeiro evento a ser percebido será o mesmo da ocorrência do dia 21/03/2018 às  $T_0 = 15\text{h}:48\text{min}:03\text{seg}:245\text{ms}$  que é o desligamento do Bipolo do bipolo Xingu – Estreito. O desligamento desse Bipolo é facilmente detectado por IED que monitore os estados do disjuntor e/ou as grandezas analógicas de tensão e corrente. Será adotado a seguinte nomenclatura para esse IED, IED XIN.

O próximo evento já se caracteriza como o início da detecção da perda de sincronismo entre a região Norte / Sudeste que seria a atuação da função 78-PPS do IED de proteção da SE Serra da Mesa II LT 500 kV Peixe 2, no instante  $T_1 = T_0 + 738\text{ms}$ , que foi nomeado como IED SD.

Os dois próximos eventos,  $T_2 = T_0 + 802\text{ms}$  e  $T_3 = T_0 + 888\text{ms}$ , serão agrupados no IED de Serra da Mesa, que será nomeado como IED SM. O agrupamento desses eventos pode ser feito na SE Serra da Mesa, uma vez que é possível implementar um único IED que consiga monitorar as grandezas elétricas de corrente e tensão e que ocasione disparo nos dois circuitos LT 500 kV Serra da Mesa / Gurupi C1 e C2.

Parte dos desligamentos ocorridos no evento  $T_4 = T_0 + 984$  podem ser percebido por um IED instalado no setor de 500 kV da SE Presidente Dutra, denominado, IED PD 500 kV, que monitore as LTs:

- LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1;
- LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C2;
- LT 500 kV Presidente Dutra – Imperatriz C2; e
- LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança.

Já para o desligamento da LT 500 kV Ribeiro Gonçalves / São João do Piauí C2, envolvido no evento  $T_4$ , e os desligamentos envolvidos nos eventos  $T_5 = T_0 + 1000\text{ms}$  e  $T_6 = T_0 + 1050\text{ms}$ , podemos usar um único IED na SE Ribeiro Gonçalves será denominado IED RGV.

O desligamento do evento  $T_7 = 1.134$  ms, que é o desligamento da LT 230 kV Coelho Neto / Peritoró, será feito por um IED no setor de 230 kV da SE Presidente Dutra, uma vez que a interligação de 230 kV entre o Norte e Nordeste se dá pelas LTs 230 kV Presidente Dutra / Peritoró / Coelho Neto. Então para separar as áreas elétricas Norte e

Nordeste basta que o IED, denominado IED PD 230 kV desligue a LT 230 kV Presidente Dutra / Peritoró. A escolha do IED ficar no setor de 230 kV da SE Presidente Dutra é pela proximidade física que teremos com o IED PD 500 kV, ou seja, os IEDs, IED PD 500 kV e IED PD 230 kV ficarão na mesma subestação.

Por fim, para separar a região Nordeste da região Sudeste/Centro-Oeste, que acontece nos eventos, T8, T9 e T10 iremos instalar dois IEDs na SE Bom Jesus da Lapa II, sendo um no setor de 500 kV, denominado IED BJD 500 kV que desligará a LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II – Igaporã III, e o outro no setor de 230 kV, denominado IED BJD 230 kV que desligará as LTs, LT 230 Brotas de Macaúbas – Bom Jesus da Lapa e LT 230 kV Bom Jesus da Lapa II – Igaporã II.

A proposta dessa dissertação é de integrar os IEDs listados abaixo, numa rede de comunicação conforme a norma IEC 61850 para poder ocorrer a troca da mensagem GOOSE de atuação da PPS para a abertura das LTs que fazem parte das interligações.

- IED XIN
- IED SM
- IED SD
- IED PD 500 kV
- IED PD 230 kV
- IED RGV
- IED BJD 500 kV
- IED BJD 230 kV

A Figura 5.4 apresenta a proposta de melhoria das PPS que será denominada SEP-PPS. A inclusão do nome SEP nas PPSs integradas se deu ao fato que esse sistema possui a principal característica de um SEP, que é um sistema automático de proteção visando permitir maior utilização do sistema de transmissão e geração, aumentando a confiabilidade e proporcionando maior segurança operativa no sistema interligado. Ressalta-se que assim como um SEP a proposta da dissertação será responsável por detectar condições adversas, de perda de sincronismo através da PPS, e tomar a ação corretiva necessária

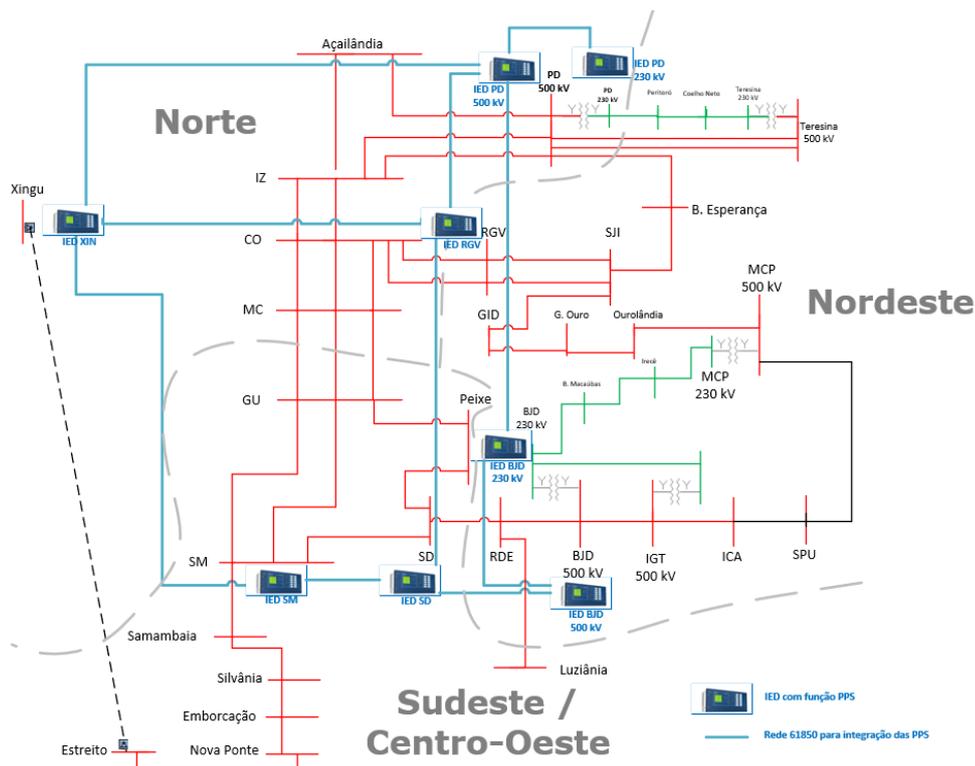


Figura 5.4: Proposta do SEP-PPS

para manter em proporções seguras tal situação irregular e assim prevenir que perturbações possam levar o sistema a perda de estabilidade e a colapso de tensão, evitando apagões em um sistema de potência.

A rede de comunicação interligará os oito IEDs de maneira que estes IEDs se comuniquem entre si, por uma rede segundo a norma IEC 61850, permitindo assim que a detecção de oscilação de perda do sincronismo possa ser medida em uma PPS e a decisão de separação da área elétrica possa ser transmitida para os outros IEDs.

A presente dissertação propõe a utilização da norma IEC 61850 para troca de informações entre as PPS tendo em vista o benefício dessa norma que garante a interoperabilidade de comunicação entre IEDs de diferentes fabricantes. A solução de troca de mensagem GOOSE conforme a norma IEC 61850 também foi utilizada em [5] porém numa única subestação. A diferença proposta nesse trabalho é a troca de mensagem GOOSE entre subestações. A PPS atuando apenas localmente sem uma integração com as demais PPS, por ter uma medição e uma ação apenas dos equipamentos contidos numa subestação não tem uma ação efetiva na separação das áreas elétricas, pois como já observamos as interligações das áreas elétricas podem ser feitas por mais de uma LT que possam estar em subestações distintas. O benefício de integração das PPS contidas nos IEDs de diferentes subestações será evidenciado na subseção 5.2.1.1 que apresentará um ensaio em

bancada com medição de tempo de troca das mensagens GOOSEs entre IEDs. É esperado a redução de tempo da separação das áreas elétricas quando da detecção da primeira condição de perda de sincronismo entre duas áreas elétricas, uma vez que transmitiremos essa mensagem GOOSE para todos os IEDs que interligam as áreas elétricas.

Para a ocorrência em questão a proposta apresentada se dará da seguinte maneira. Para a separação da região Norte e Sudeste o IED SD detectará a oscilação de potência instável atuando a proteção PPS, desligando a LT 500 kV Serra da Mesa II / Peixe. Então o IED SD irá publicar a mensagem GOOSE de atuação de PPS que será assinada pelo IED SM. Ao assinar a mensagem GOOSE o IED SM irá ter uma lógica para comandar a abertura das LTs 500 kV Serra da Mesa / Gurupi C1 e C2, realizando a separação das regiões Norte e Sudeste. A Figura 5.5 contempla a separação das áreas Norte e Sudeste com o tempo de atuação de T1 para T2 de 5,6 ms, sendo a demonstração desse tempo apresentada na seção na Subseção 5.2.2.

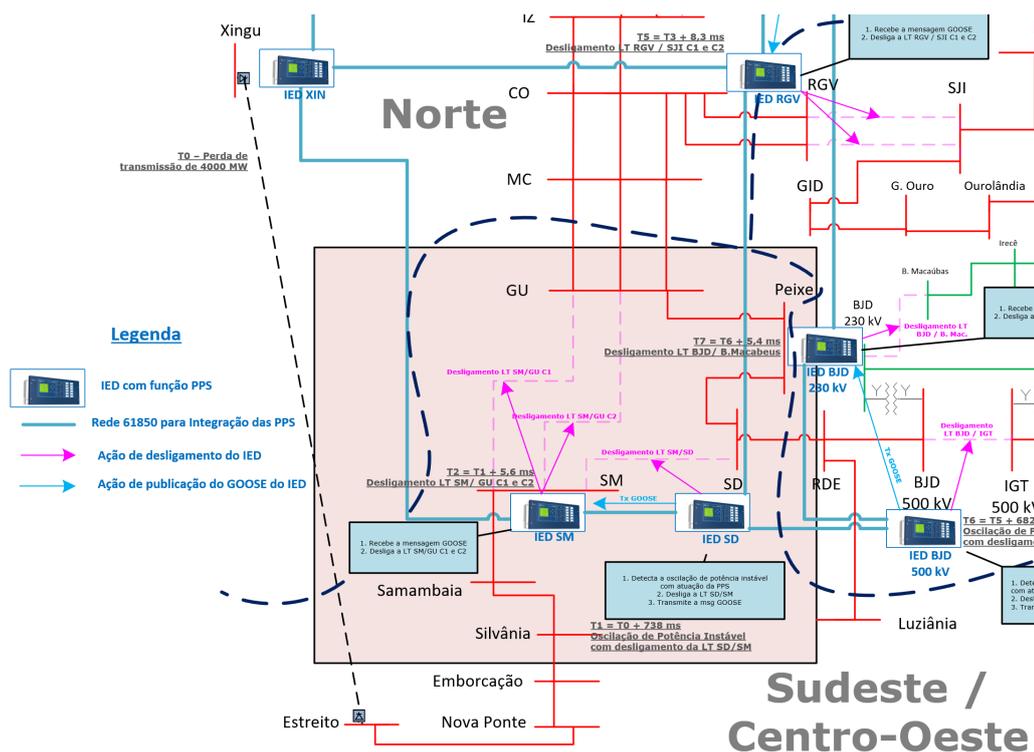


Figura 5.5: Separação Norte e Sudeste através do SEP-PPS

A separação das áreas elétricas Norte e Nordeste o IED PD 500 kV detectará a oscilação de potência instável atuando a proteção PPS que irá realizar o desligamento das LTs, LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C1, LT 500 kV Presidente Dutra – Teresina II C2, LT 500 kV Presidente Dutra – Imperatriz C2 e LT 500 kV Presidente Dutra – Boa Esperança. O IED PD 500 kV também irá publicar a mensagem GOOSE dessa

atuação. Os IEDs IED PD 230 kV e IED RGV irão assinar essa mensagem GOOSE. No IED RGV estará configurado uma lógica de maneira que ao assinar a mensagem GOOSE será comandado a abertura das LTs 500 kV Ribeiro Gonçalves / São João do Piauí C1 e C2, separando parcial a região Norte do Nordeste pelo setor de 500 kV. Já o IED PD 230 kV irá assinar a mensagem GOOSE transmitida pelo IED PD 500 kV e irá comandar a abertura da LT 230 kV Presidente Dutra / Peritoró separando por completo a região Norte e Nordeste. A Figura 5.6 contempla a separação das áreas Norte e Nordeste com o tempo de atuação de T3 para T5 de 8,3 ms. A demonstração desse tempo também será apresentada na seção na Subseção 5.2.2.

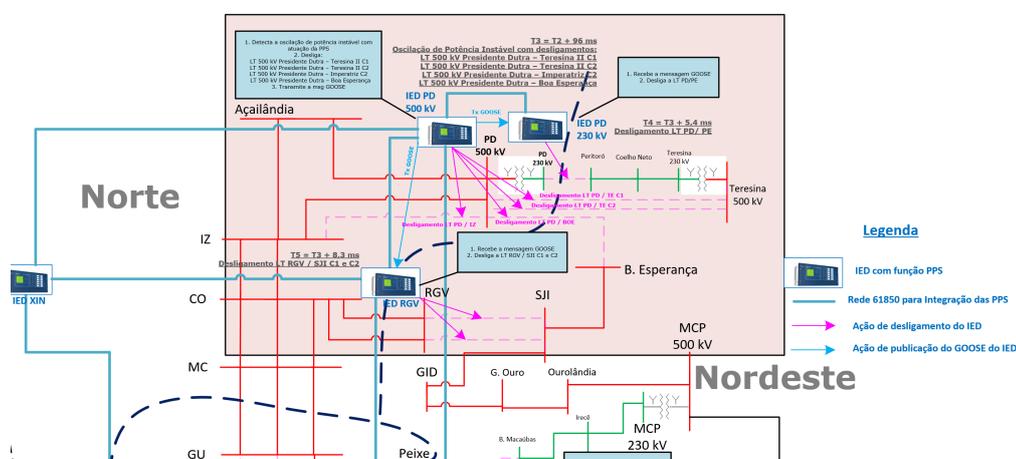


Figura 5.6: Separação Norte e Nordeste através do SEP-PPS

Para a separação das regiões Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste o IED BJD 500 kV atuará sua função de PPS publicando essa mensagem GOOSE. A atuação da PPS do IED BJD 500 kV irá desligar a LT 500 kV Bom Jesus da Lapa II / Igaporã III. Já o IED BJD 230 kV irá assinar a mensagem GOOSE transmitida pelo IED BJD 500 kV e irá conter uma lógica que ao receber a mensagem GOOSE irá ocasionar o desligamento da LT 230 kV Bom Jesus da Lapa II / B. Macaúbas realizando a separação da região Nordeste e Sudeste/Centro-Oeste. A Figura 5.7 contempla a separação das áreas Nordeste com a Sudeste e Centro-Oeste com tempo de atuação de T6 para T7 de 5,4 ms. A demonstração desse tempo também será apresentada na seção na Subseção 5.2.2.

A Figura 5.8 contempla a cronologia completa no estudo de caso para separação das áreas elétricas conforme a ocorrência do dia 21/03/2018.



### 5.2.1 Descrição dos Testes para validar o Estudo de Caso

Para o estudo de caso foi montado uma arquitetura com dois IEDs de proteção SEL 421-7, o IED SD que representa o IED de Serra da Mesa II e o IED SM, que representa IED de Serra da Mesa. Com o intuito de simular a condição de oscilação de potência ocorrida no terminal da SE Serra da Mesa II, será injetada tensão e corrente, através da caixa de teste Omicron CMC 356, da oscilografia da própria ocorrência do dia 21/03/2018 às 15h48 no IED SD. Como a oscilação de potência se caracterizou por uma oscilação de potência instável é esperado a atuação da função PPS no IED SD. A atuação da função PPS foi configurada para ser publicada via protocolo GOOSE. O IED SM foi configurado para assinar a mensagem GOOSE de atuação de PPS e através de lógica a recepção dessa mensagem ocasionará o desligamento da LT 500 Serra da Mesa / Gurupi C1 e C2. A arquitetura dos testes é detalhada na Figura 5.9.

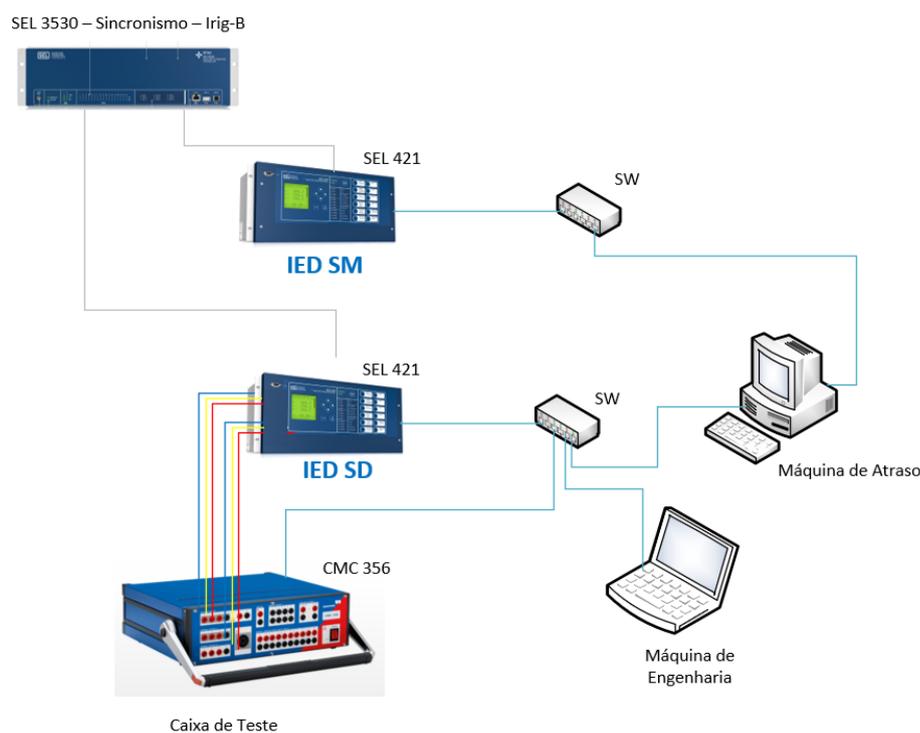


Figura 5.9: Arquitetura dos Testes de Bancada

Como a mensagem GOOSE irá trafegar entre subestações foi necessário simular o atraso da propagação dessa mensagem na fibra-óptica. A distância entre a SE Serra da Mesa II e SE Serra da Mesa é de 42 km. De acordo com [33] a velocidade de propagação na fibra-óptica é de 67 por cento da velocidade da luz. Com isso conclui-se que a cada 100 km temos um atraso de 0,4978 ms.

Para simular o atraso da mensagem na fibra-óptica foi utilizado uma máquina de

atraso que consiste num computador com duas interfaces de rede, uma de entrada e a outra de saída da mensagem GOOSE, com uma programação para introduzir um atraso na mensagem GOOSE.

A necessidade de separação das áreas elétricas se dá com o início da detecção de oscilação de potência seguida de atuação da função PPS. No estudo de caso, conforme a ocorrência do dia 21/03/2018, irão ocorrer três separações elétricas:

- Norte com Sudeste
- Norte com Nordeste
- Nordeste com Sudeste e Centro-Oeste

Para validação do estudo de caso foi simulado apenas o evento de oscilação de potência para separação das áreas elétricas Norte com Sudeste. Para as demais separações elétricas o comportamento dos IEDs se dará da mesma maneira, com exceção de que a mensagem GOOSE será transmitida por distâncias distintas. As distâncias em que a mensagem GOOSE irá percorrer para a separação das áreas elétricas seriam:

- Separação das áreas elétricas Norte com Sudeste - Detecção de oscilação de potência instável na SE SD com atuação da PPS e transmissão da mensagem GOOSE para a SE SM (Tx GOOSE de SD para SM) - Distância de 42 km - tempo de atraso 0,2 ms.
- Separação das áreas elétricas Norte com Nordeste - Detecção de oscilação de potência instável na SE PD 500 kV com atuação da PPS e transmissão da mensagem GOOSE para a SE PD 230 kV (mesma subestação então o atraso de transmissão no meio é desprezado) e para a SE RGV (Tx GOOSE de PD 500 kV para RGV)- Distância de aproximadamente 600 km - tempo de atraso 2,9 ms.
- Separação das áreas elétricas Nordeste com Sudeste e Centro-Oeste - Detecção de oscilação de potência instável na SE BJD 500 kV com atuação da PPS e transmissão da mensagem GOOSE para a SE BJD 230 kV (mesma subestação então o atraso de transmissão no meio é desprezado).

Para validar o modelo montado em bancada da Figura 5.9 foi realizado um ensaio preliminar sem introduzir um atraso pela máquina de atraso, denominado teste 1. O

intuito desse ensaio é para verificação do tempo de processamento do IED SD para publicar a mensagem GOOSE mais o tempo de processamento do IED SM assinar a mensagem GOOSE e processar a lógica de disparo. Depois foi realizado o teste 2 foi realizado o ensaio com a introdução de um atraso de 4,8 ms na máquina de atraso com o intuito de simular o atraso pelo meio na fibra-óptica com comprimento de 1000 km. Cada teste consistiu em 100 ensaios de injeção de corrente e tensão, da oscilografia do dia 21/03/2018, no IED SD. Para conseguir o número de 100 ensaios para cada teste, foi utilizado o modo Advanced TransPlay - Repetition da mala de teste Omicron CMC 356.

O IED SD estava parametrizado com a curva da função PPS conforme a Figura 5.10.

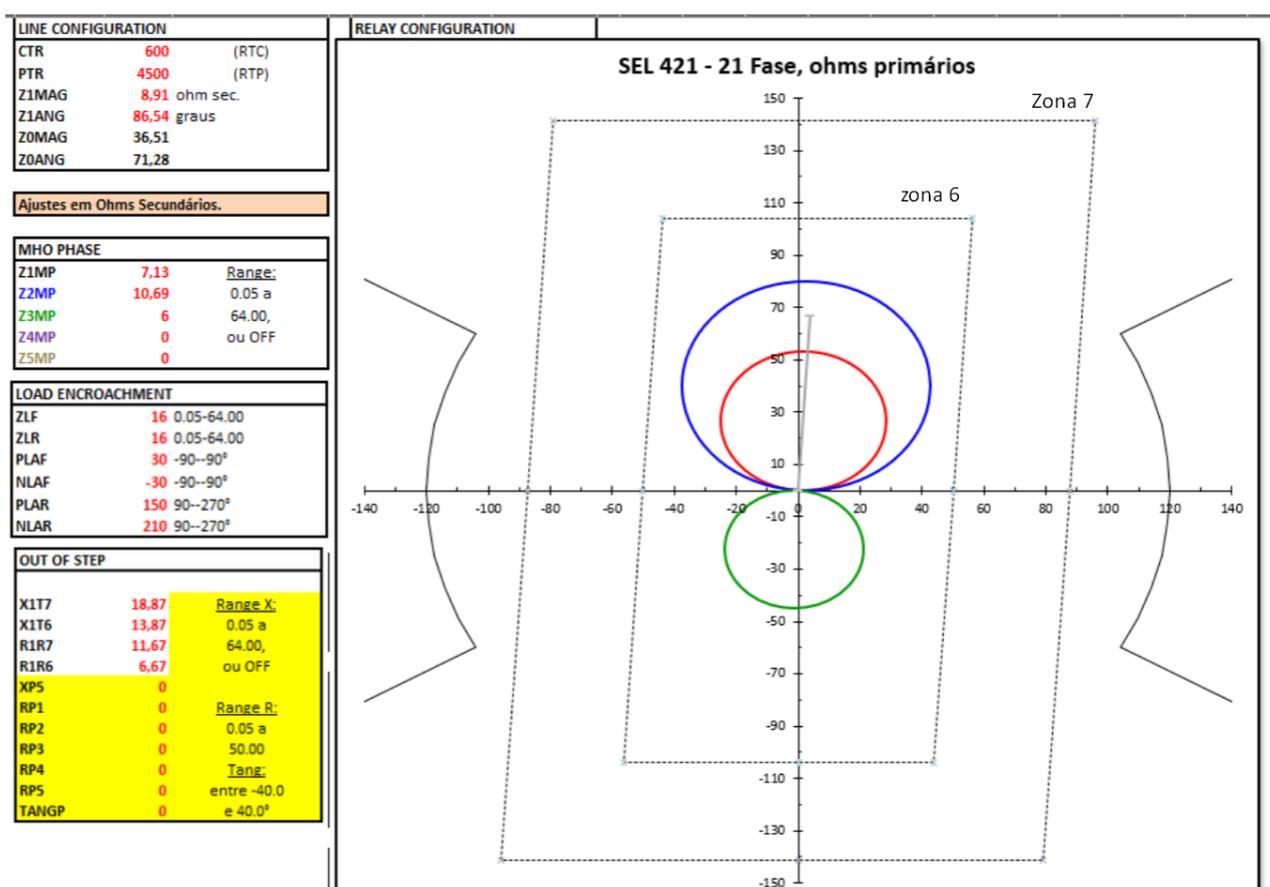


Figura 5.10: Curva de Ajuste da Função PPS no IED SD

As duas curvas no formato de trapézio são os ajustes da função PPS, sendo a trapézio mais externa denominada a zona 7 e o trapézio mais interno denominada zona 6. Os ajustes da PPS foram definidos pelo ONS por se tratar de uma função sistemática. Ressalta-se que a zona 6 deverá abranger a última zona de distância que ocasiona disparo e que a curva da PPS deve preferencialmente ficar fora da zona de carga. A função PPS ocasionará um disparo quando a impedância do sistema permanecer entre a característica da curva da zona 7 e zona 6, por um tempo maior que 25 ms e entra na característica da curva

zona 6 num tempo inferior a 1000 ms. Com esses ajustes caso ocorra no sistema elétrico de potência uma oscilação de potência de aproximadamente de 1000 ohms/s iremos ter a atuação da função PPS.

A Figura 5.11 contém a parametrização dos ajustes no IED SEL 421 para que a função PPS esteja conforme a curva na Figura 5.10.

OOSB1	Block Zone 1	Select: Y, N	N
OOSB2	Block Zone 2	Select: Y, N	Y
OOSB3	Block Zone 3	Select: Y, N	N
OSBD	Out-of-Step Block Time Delay (cyc)	Range = 0,500 to 8000,000	60,000
OSBLTCH	Latch Out-of-Step Blocking	Select: Y, N	N
EOOST	Out-of-Step Tripping	Select: N, I, O	I
OSTD	Out-of-Step Trip Delay (cyc)	Range = 0,500 to 8000,000	2,125
X1T7	Zone 7 Reactance -Top (ohms,sec)	Range = 0,05 to 96,00	18,87
X1T6	Zone 6 Reactance -Top (ohms,sec)	Range = 0,05 to 96,00	13,87
R1R7	Zone 7 Resistance -Right (ohms,sec)	Range = 0,05 to 70,00	11,67
R1R6	Zone 6 Resistance -Right (ohms,sec)	Range = 0,05 to 70,00	6,67
X1B7	Zone 7 Reactance -Bottom (ohms,sec)	Range = -96,00 to -0,05	-18,87
X1B6	Zone 6 Reactance -Bottom (ohms,sec)	Range = -96,00 to -0,05	-13,87
R1L7	Zone 7 Resistance -Left (ohms,sec)	Range = -70,00 to -0,05	-11,67
R1L6	Zone 6 Resistance -Left (ohms,sec)	Range = -70,00 to -0,05	-6,67
50ABCP	Positive-Sequence Current Supervision (A)	Range = 1,00 to 100,00	1,00
50QUBP	Negative-Sequence Current Supervision (A)	Range = 0,50 to 100,00, OFF	OFF
UBD	Negative-Sequence Current Unblock Delay (cyc)	Range = 0,500 to 120,000	0,500
UBOSBF	Out-of-Step Angle Unblock Rate	Range = 1 to 10	4

Figura 5.11: Ajustes PPS parametrizados no IED SD

Para publicar e assinar a mensagem GOOSE de atuação da PPS foi utilizado o software do próprio fabricante do IED, AcSELErator Architect version 2.3.7.1474, para configuração do SCD das subestações SD e SM.

Na SE SD (SEL 421 7 PUB) foi configurada o GOOSE Transmit, nomeado com POTT conforme a Figura 5.12

Dentro GOOSE Transmit POTT foi configurado o Dataset CFG.LLN0.POTT com o atributo de operação da função PPS (PRO.OSTRPSB1.Op.general), conforme a Figura 5.13

Na SE SM foi configurada o GOOSE Receive de maneira que o IED SM (SEL 421 7 SUB) irá assinar a mensagem GOOSE da atuação da PPS do IED SD, na VB004, conforme a Figura 5.14.

A injeção de tensão e corrente, através da caixa de teste Omicron CMC 356, da oscilação de potência do dia 21/03/2018 às 15h48 no IED SD gerou a oscilografia da Figura 5.15.

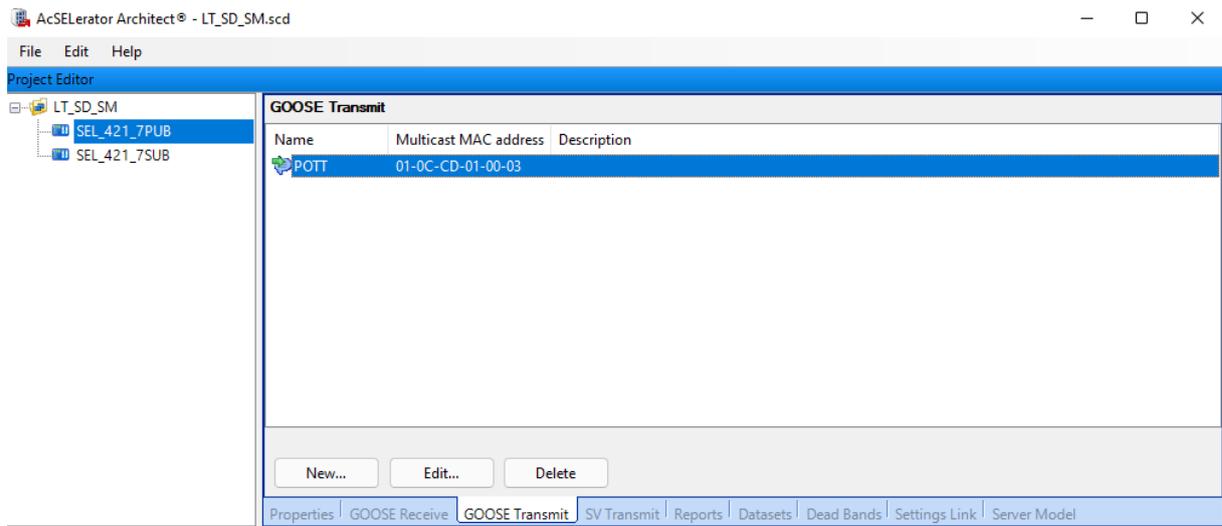


Figura 5.12: Ajustes Publicação GOOSE no IED SD

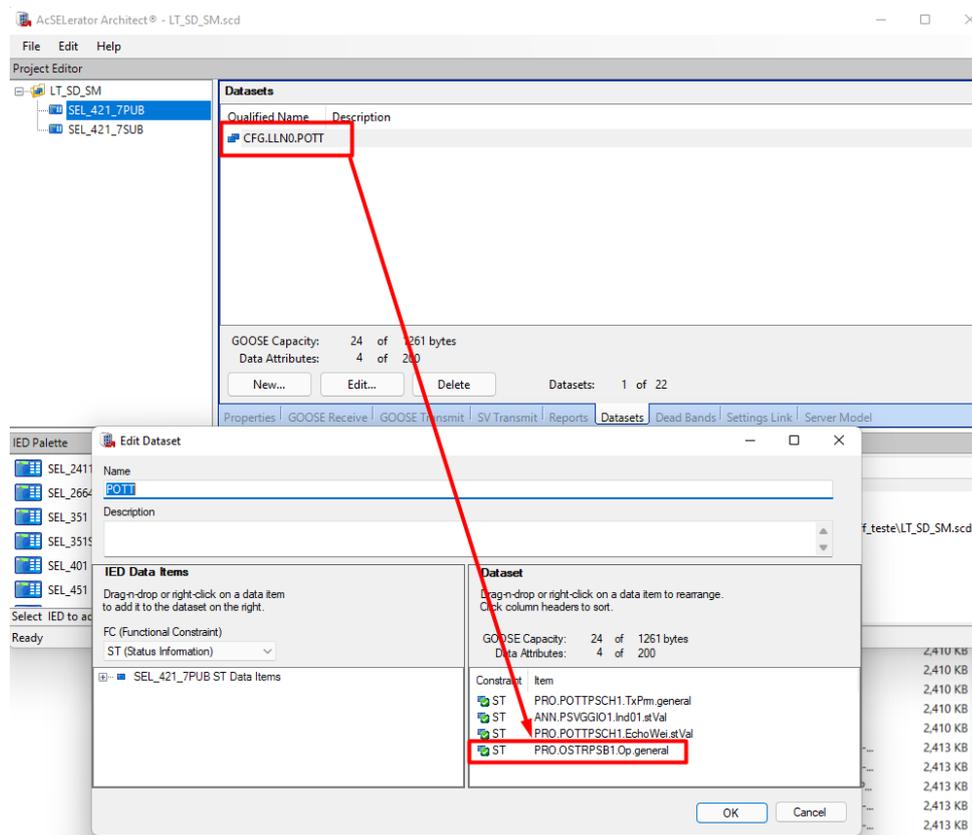


Figura 5.13: Dataset Publicação GOOSE no IED SD

Pela Figura 5.15 verificamos que as correntes e tensões demonstram uma oscilação de potência e pelo percurso da impedância juntamente com as entradas digitais verificamos que a impedância do sistema, vista pelo IED SD, permaneceu entre as zonas 7 e 6, por um tempo maior que 25 ms e entrou na zona 6 no tempo de 66,70 ms.

A impedância vista pelo IED SD quando cruza a zona 7 é de  $10,520 \angle 7,7^\circ$  ohms

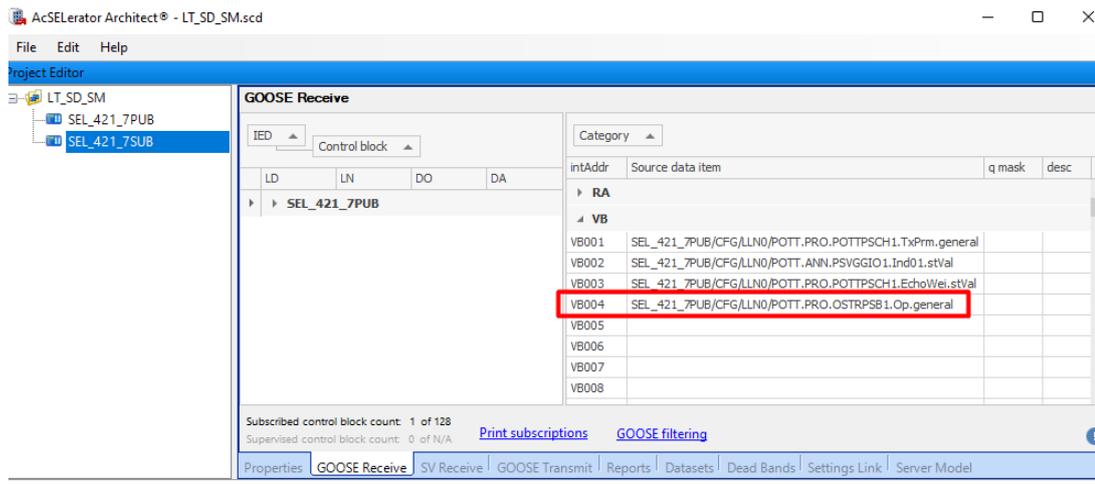


Figura 5.14: Ajustes Assinatura do GOOSE no IED SM

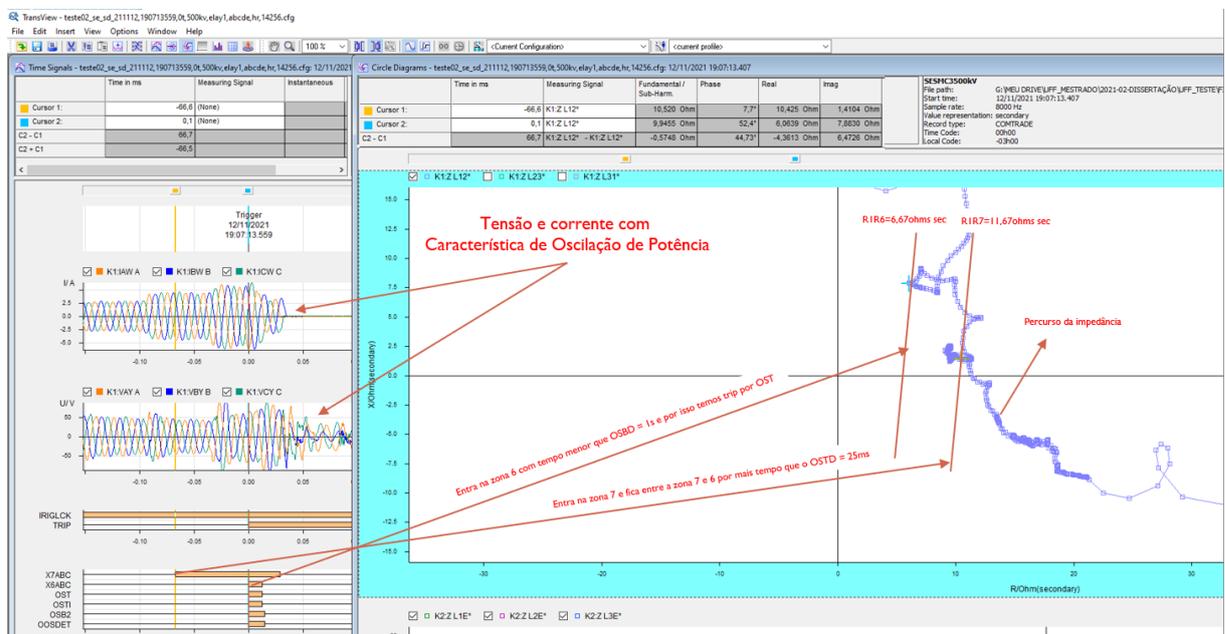


Figura 5.15: Oscilografia do IED SD

secundário e quando cruza a zona 6 é de  $9,9455 \angle 52,4^\circ$  ohms secundário. Para achar a velocidade aproximadamente da impedância do sistema em ohms por segundos, será adotada o percurso entre essas duas impedância como uma reta e que a velocidade dessa impedância é constante. A variação da impedância entre a zona 7 e zona 6 é a distância em ohms percorrida pela impedância do sistema.

Os valores das impedâncias das zonas 6 e 7 são dados na Tabela 5.2 e foram obtidos através da oscilografia da Figura 5.15.

Tabela 5.2: Impedâncias Medidas na Zona 7 e Zona 6

Zona 7	$10,520\angle 7,7^\circ (\Omega_{sec})$
Zona 6	$9,9455\angle 52,4^\circ (\Omega_{sec})$

O cálculo para obter o percurso em ohms é detalhado em (5.1).

$$Zona7 - Zona6 = 10,520\angle 7,7^\circ - 9,9455\angle 52,4^\circ = 7,80\angle -56,03^\circ (\Omega_{sec}) \quad (5.1)$$

O valor da impedância da diferença entre essas zonas (delta em ohms) é dado na Tabela 5.3

Tabela 5.3: Delta Z entre Z7 e Z6

Zona 7 - Zona 6	$7,80\angle -56,03^\circ (\Omega_{sec})$
-----------------	--

O IED de SD mede a impedância ao nível secundário. Para obter o valor da impedância em nível primário, é necessário a informação de relação de transformação dos transformadores de instrumento utilizados nessa LT. As relações de transformação do Transformador de Potencial Capacitivo (TPC) e Transformador de Corrente (TC) para a LT em estudo são detalhadas na Tabela 5.4.

Tabela 5.4: Relação de Transformação de TPC e TC

RTP	4500
RTC	600

A impedância em nível primário é calculada utilizando (5.2), (5.3) e (5.4).

$$Z_{prim} = Z_{sec} \frac{RTP}{RTC} (\Omega_{prim}) \quad (5.2)$$

$$Z_{prim} = 7,80 \frac{4500}{600} (\Omega_{prim}) \quad (5.3)$$

$$Z_{prim} = 58,54 (\Omega_{prim}) \quad (5.4)$$

Onde:

$Z_{sec}$  - Impedância a nível secundário ( $\Omega$ )

$Z_{prim}$  - Impedância a nível primário ( $\Omega$ )

RTC - Relação de transformação do transformador de corrente

RTP - Relação de transformação do transformador de potencial

Como sabemos que o tempo para percorrer essa distância foi de  $t = 66,70$  ms ou  $t = 0,0677$  s a velocidade é obtida conforme a equação (5.5), (5.6) e (5.7)

$$V_{velocidade-imp} = \frac{Z_{prim}}{t} \quad (ohmsporsegundos) \quad (5.5)$$

$$V_{velocidade-imp} = \frac{58,54(\Omega_{prim})}{0,0667s} \quad (ohmsporsegundos) \quad (5.6)$$

$$V_{velocidade-imp} = 877,59(ohmsporsegundos) \quad (5.7)$$

A velocidade da impedância do sistema de 877,59 ohms por segundo se caracteriza como uma oscilação de potência instável e como esperado ocasiona a atuação da função PPS do IED SD.

### 5.2.1.1 Simulações e Resultados dos Ensaios dos Testes

Através dos eventos gerados pelos IEDs IED SD e IED SM conseguimos saber o tempo de processamento do IED SD para publicar a mensagem GOOSE mais o tempo de processamento do IED SM assinar a mensagem GOOSE e processar a lógica de disparo. Para obter esse tempo basta verificar o instante em que o IED SD atuou a função PPS (evento OST) e verificar os instantes que o IED SM assina a mensagem de GOOSE (VB004) de atuação da PPS e o disparo (Evento Trip). A Figura 5.16 explica a cronologia dos eventos no primeiro ensaio. Repare que o IED SEL 421 possui um processamento muito rápido de maneira que o instante de recebimento da mensagem GOOSE é o mesmo instante de atuação do disparo.

A Figura 5.17 a dispersão do tempo dos ensaios sem introduzir um atraso a rede, dos ensaios com a introdução na rede com uma fibra de comprimento de 42 km, 300 km e 1000 km. Para os ensaios sem atraso obtivemos um tempo de 5,4 ms com um desvio padrão de 0,25 ms, agora para o ensaio de maior quilometragem obtivemos um tempo de 9,8 ms com um desvio padrão de 0,00 ms.

Time	Device ID	Event Type
589	582	11/12/2021 15:55:24.6521 X7ABC 1
590	583	11/12/2021 15:55:24.4521 X7ABC 0
591	584	11/12/2021 15:55:24.4336 OST 0
592	585	11/12/2021 15:55:24.4336 XGABC 0
593	586	11/12/2021 15:55:24.4211 OST 1
594	587	11/12/2021 15:55:24.4211 XGABC 1
595	588	11/12/2021 15:55:24.3541 X7ABC 1
596	589	11/12/2021 15:55:24.1541 X7ABC 0
597	590	11/12/2021 15:55:24.1356 OST 0
598	591	11/12/2021 15:55:24.1356 XGABC 0
599	592	11/12/2021 15:55:24.1251 OST 1
600	593	11/12/2021 15:55:24.1251 XGABC 1
601	594	11/12/2021 15:55:24.0586 X7ABC 1
602	595	11/12/2021 15:55:23.8561 X7ABC 0
603	596	11/12/2021 15:55:23.8376 OST 0
604	597	11/12/2021 15:55:23.8376 XGABC 0
605	598	11/12/2021 15:55:23.8271 OST 1
606	599	11/12/2021 15:55:23.8271 XGABC 1
607	600	11/12/2021 15:55:23.7696 X7ABC 1
608	601	11/12/2021 15:55:23.5586 X7ABC 0
609	602	11/12/2021 15:55:23.5416 OST 0
610	603	11/12/2021 15:55:23.5416 XGABC 0
611	604	11/12/2021 15:55:23.5291 XGABC 1
612	605	11/12/2021 15:55:23.5291 XGABC 1
613	606	11/12/2021 15:55:23.4626 X7ABC 1

Figura 5.16: Eventos IEDs SM e SD

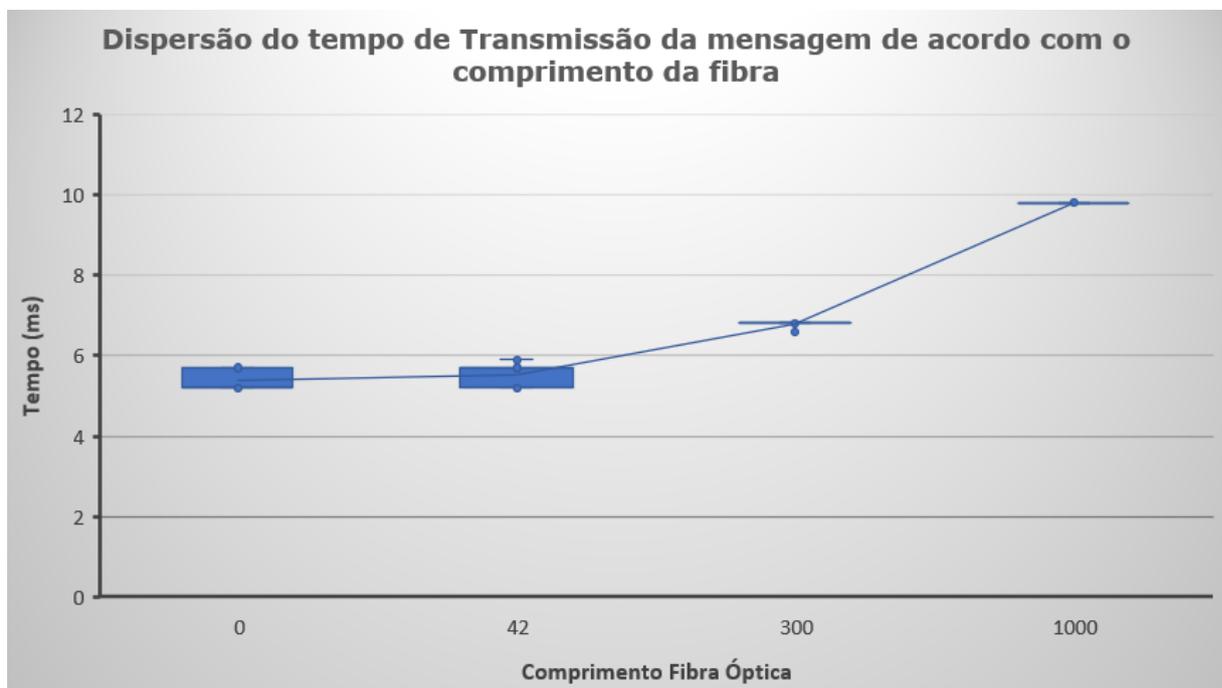


Figura 5.17: Dispersão do Tempo de Propagação Através da Fibra Óptica

### 5.2.2 Conclusão dos Tempos Obtidos nos Testes

Os tempos obtidos com os ensaios dos testes estão de acordo com [33] e nos permitiram obter um tempo de processamento do IED SD para publicar a mensagem GOOSE mais o tempo de processamento do IED SM assinar a mensagem GOOSE e processar a lógica de disparo. Esse tempo é 5,4 ms.

O tempo de transmissão da mensagem do IED SD para o IED SM será de 0,2 ms, uma vez que a fibra-óptica entre esses IEDs terá uma distância de 42 km. Tendo em vista

o tempo de processamento dos IEDs é esperado um tempo total de  $0,2 + 5,4 \text{ ms} = 5,6 \text{ ms}$  para a detecção de oscilação de potência no IED SD e a abertura das LTs pelo IED SM, ou seja, o tempo para separação das áreas elétricas Norte e Sudeste é de 5,6 ms.

O tempo de transmissão para entre do IED PD 500 kV e IED PD 230 kV é de 5,4 ms, pois esses IEDs estão na mesma subestação e só terão o tempo de processamento dos IEDs. Agora o tempo transmissão da mensagem do IED PD 500 kV para o IED RGV será de 2,9 ms, uma vez que a fibra-óptica entre esses IEDs terá uma distância de 600 km. Então tempo de separação das áreas elétricas Norte e Nordeste será de 8,3 ms que é o tempo de processamento dos IEDs (5,4 ms) mais o tempo de atraso da mensagem GOOSE na fibra-óptica (2,9ms)

O mesmo tempo de 5,4 ms é esperado para a transmissão entre do IED BJD 500 kV e IED BJD 230 que também encontram-se na mesma subestação. Então para separação da região Nordeste com Sudeste e Centro-Oeste é esperado um tempo de 5,4 ms.

A Tabela 5.5 apresenta a duração da separação entre as áreas elétricas, Norte/Sudeste, Norte/Nordeste e Nordeste/Centro Oeste e Sudeste.

Tabela 5.5: Tempo de atuação do SEP-PPS

Separação entre Áreas Elétricas	Tempo de Separação (ms)
N / SE	5,6
N / NE	8,3
NE / CO e SE	5,4

Os tempos de atuação dos dois modelos de PPS, PPS Clássica e SEP-PPS, estão na Tabela 5.6, assim como a redução para a separação das áreas elétricas envolvidas.

Tabela 5.6: Tempo Separação - PPS Clássica vs SEP-PPS

Separação entre Áreas Elétricas	Tempo de Separação PPS Clássica (ms)	Tempo de Separação SEP-PPS (ms)	Tempo de Reduzido (ms)
N / SE	150	5,6	144,4
N / NE	150	8,3	141,7
NE / CO e SE	586	5,4	580,6

Observa-se que o SEP-PPS para a ocorrência em questão separaria as áreas elétricas Norte e Sudeste, Norte e Nordeste e Nordeste e Centro-Oeste/Sudeste muito mais rápido. Em estabilidade dinâmica do sistema essa atuação rápida traz grandes benefícios para

o sistema, uma vez que a oscilação de potência de uma área elétrica para outra será rapidamente desconectada e o amortecimento dessa oscilação será mais fácil.

Com isso a nova abordagem das PPSs integradas através de uma rede de longa distância, denominado SEP-PPS, para separação mais rápida das áreas elétricas aumenta a confiabilidade operativa no Sistema Elétrico Potência Interligado, reduzindo assim a ocorrência de blecautes.

# Capítulo 6

## Conclusão e Trabalhos Futuros

A operação segura do SIN tem se tornado uma atividade de grande complexidade frente aos desafios que vem se impondo para explorar cada vez mais as fontes de energia do setor elétrico e as LTs que conectam essas fontes as cargas.

A proposta dessa dissertação com uma nova abordagem das PPSs integradas por uma rede de longa distância, denominado SEP-PPS, para separação mais rápida das áreas elétricas é um ótimo recurso para reduzir essa complexidade operativa.

O proposta para o SEP-PPS conta com uma integração, via rede de comunicação, dos IEDs que possuem a função PPS e estão instalados nas linhas de transmissão das interligações das áreas elétricas.

O resultado da proposta do SEP-PPS foi obtido pelos ensaios em bancada com dois IEDs integrados numa rede de comunicação e através da injeção de tensão e corrente da oscilografia de oscilação de potência da ocorrência real.

A validação dos resultados foi obtida com a comparação das atuações da PPS individualizadas na ocorrência real frente a atuação do SEP-PPS. Os resultados obtidos demonstraram que o SEP-PPS pode ser até 100 vezes mais rápido para a separação das áreas elétricas.

Com isso, conclui-se que a nova abordagem das PPS atendeu as expectativas de proporcionar um aumento da segurança operativa por ser uma ferramenta mais rápida de atuação na separação das áreas elétricas que estão sobre oscilação de potência instável, tendo como consequência redução de desligamentos de cargas e até mesmo a redução de ocorrência de blecautes.

Ressalta-se que, de acordo com [\[12\]](#), o uso da rede de comunicação para a segurança

operativa tem sido abordados em diversos trabalhos, mas a integração da PPS, sem necessidade de troca das informações de medições das áreas elétricas numa rede de comunicação entre Agentes distintos, não foi um tema estudado.

Com o intuito de validar o benefício do tempo reduzido para a separação das áreas elétricas pelo SEP-PPS sugere-se, como trabalho futuro, simular o cenário de fluxo de potência da ocorrência real com o SEP-PPS para verificar o ganho na redução da oscilação de potências nas áreas elétricas.

Outra oportunidade de trabalho futuro seria na possibilidade de utilização da função de PPS em mais linhas de transmissão. A necessidade de instalação de mais funções de PPS se dá ao fato de que a formação do centro elétrico nem sempre pode ocorrer nas linhas de transmissão estabelecidas pelos estudos dinâmicos de fluxo de potência, tendo em vista a diversidade dos cenários de carga e geração. Com a integração das PPS pode obter-se uma melhor seletividade e coordenação entre essas funções, evitando assim que linhas de transmissões indesejadas sejam desligadas.

Tendo em vista a integração de uma rede entre subestações de diversos Agentes, conforme a norma IEC 61850, seria interessante estudar a implementação de SEP como medidas preditivas para tornar a operação do SIN mais segura. As PPS estão numa linha de ação preventiva para evitar o colapso do sistema. Explorar essa rede com troca de informações de fluxo de potência e estados de equipamentos, a fim de se criar lógicas com ações para remediar ocorrências pré-estabelecidas num controle central de um IED aumentaria significativamente a segurança do SIN, uma vez de que esse SEP atuaria como medida preditiva, ou seja, antes mesmo de acontecer uma oscilação. Como exemplo, na ocorrência em questão o tempo de separação da região Norte desde o início da ocorrência, que se caracterizou com perda do fluxo de 4000 MW entre a área Norte/Sudeste, foi de 1,134 segundos. Com a implementação de um SEP através da WAN entre diversos Agentes de transmissão, com um IED central que tivesse uma lógica que monitore a perda do fluxo de 4000 MW e que se toma a ação de desligamentos das linhas que conectam o Norte as regiões Sudeste e Nordeste o tempo de separação da região Norte iria reduzir drasticamente.

# Referências

- [1] TZIOUVARAS, D.; DAQING, H. Out-of-step protection fundamentals and advancements. p. 282–307, 2004.
- [2] CARDOSO, I. d. S.; SOMOZA, J.; CASTEDO, M. A. Proposta de aplicação de funções de bloqueio e disparo por oscilação de potência no sistema do mato grosso.
- [3] ZIEGLER, G.; AKTIENGESELLSCHAFT, S. Numerical distance protection: Principles and applications. Wiley, 1999. Disponível em: <<https://books.google.com.br/books?id=Q-xSAAAAMAAJ>>.
- [4] IEC/TR 61850-90-1 (Edition 1.0 2010-0). *Communication networks and systems for power utility automation Part 90-1: Use of IEC 61850 for the communication between substations*, p. 1–84, 2010.
- [5] SAUHATS, A.; UTANS, A.; ANTONOV, D.; SVALOV, A. Angle control-based multi-terminal out-of-step protection system. *Energies*, v. 10, n. 3, 2017.
- [6] Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Esquema de Abertura da Interligação Nordeste Sudeste. 2021.
- [7] Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Submódulo 7.5 - Implantação de Sistemas Especiais de Proteção. p. 5, 2020.
- [8] MOHAMED, K. A.; HASSAN, M.; MATTAR, Z. A novel iec 61850 based protection scheme to maintain the generator synchronous operation during power system disturbances. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, v. 15, p. 233–246, 2020.
- [9] DENG, Y.; LIN, H.; PHADKE, A. G.; SHUKLA, S.; THORP, J. S. Networking technologies for wide area measurement applications. 2012.
- [10] WEN, J.; HAMMOND, C.; UDREN, E. A. Wide-area ethernet network configuration for system protection messaging. p. 52–72, 2012.
- [11] Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Sistema especial de proteção associado às interligações norte, nordeste e sudestes - relatório de implantação. 2021.
- [12] JOGAIB, R. Utilização da rede de comunicação nos sistemas especiais de proteção: Revisão sistemática.
- [13] ALMEIDA, C. P.; PRADA, B. R. Esquemas de proteção de sistemas de energia elétrica. *Rio de Janeiro : EPUB , 2005.*, p. 308 p., 2005.
- [14] KUNDUR, P.; BALU, N.; LAUBY, M. . Power system stability and control. McGraw-Hill, 1994.

- [15] BARBOSA, F. Análise da estabilidade de tensão num sistema eléctrico de energia. Disponível em: <[https://paginas.fe.up.pt/ee96096/relat\\_partes/2.htm](https://paginas.fe.up.pt/ee96096/relat_partes/2.htm)>.
- [16] NERI, T. F. Proteção de perda de sincronismo – aplicação e avaliação no sistema interligado nacional brasileiro.
- [17] RODRIGUES, M.; MONTEZUMA, L.; NERI, T. Gestão de Interligações do SIN por Indicadores de Desempenho.
- [18] AL, B. et. “systematic review in software engineering”. *COPPE / UFRJ - Relatório Técnico, ES-679/05*, 2005.
- [19] KITCHENHAM, B. Procedures for performing systematic reviews. *Keele, UK, Keele University*, v. 33, n. 2004, p. 1–26, 2004.
- [20] International Electrotechnical Commission. *IEC 61850-8-1: Specific communication service mapping - Mappings to MMS (ISO 9506-1 and ISO 9506-2) and to ISO/IEC 8802-3*. 2. ed. [S.l.], 2011. 23 p.
- [21] Lin, H.; Sambamoorthy, S.; Shukla, S.; Thorp, J.; Mili, L. A study of communication and power system infrastructure interdependence on pmu-based wide area monitoring and protection. p. 1–7, 2012.
- [22] KUNDUR, P.; PRADHAN, A. Wide area measurement based protection support during power swing. *International Journal of Electrical Power Energy Systems*, v. 63, p. 546–554, 12 2014.
- [23] CHEN, G.; YIN, X.; ZHANG, K. Communication modeling for wide-area relay protection based on iec 61850. *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science*, v. 10, p. 1673–1684, 2012.
- [24] Terzija, V.; Valverde, G.; Cai, D.; Regulski, P.; Madani, V.; Fitch, J.; Skok, S.; Begovic, M. M.; Phadke, A. Wide-area monitoring, protection, and control of future electric power networks. *Proceedings of the IEEE*, v. 99, n. 1, p. 80–93, 2011.
- [25] Taylor, C. W. The future in on-line security assessment and wide-area stability control. v. 1, p. 78–83 vol.1, 2000.
- [26] ZHANG, S.; VITTAL, V. Wide-area control resiliency using redundant communication paths. *Power Systems, IEEE Transactions on*, v. 29, p. 2189–2199, 09 2014.
- [27] Operador Nacional do Sistema Elétrico Brasileiro. Análise da perturbação do dia 21/03/2018 às 15h48min, envolvendo o bipolo de corrente contínua xingu/estrito, com consequências para os estados do sul, sudeste, centro oeste, norte e nordeste. *RAP*, 2018.
- [28] IVANKOVIĆ, I.; KUZLE, I.; HOLJEVAC, N. Wide area information-based transmission system centralized out-of-step protection scheme. *Energies*, v. 10, n. 5, 2017. ISSN 1996-1073. Disponível em: <<https://www.mdpi.com/1996-1073/10/5/633>>.
- [29] BEGOVIC, M.; NOVOSEL, D.; KARLSSON, D.; HENVILLE, C.; MICHEL, G. Wide-area protection and emergency control. *Proceedings of the IEEE*, v. 93, p. 876 – 891, 06 2005.

- [30] PHADKE ARUN G.AND WALL, P.; DING, L.; TERZIJA, V. Improving the performance of power system protection using wide area monitoring systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, v. 4, n. 5, p. 319–331, 2016. ISSN 2196-5420. Disponível em: <<https://doi.org/10.1007/s40565-016-0211-x>>.
- [31] GARCÍA, M.; BORROY, S.; GIMÉNEZ, L. Novel protection scheme based on IEC-61850. *Electric Power Systems Research*, v. 81, n. 12, p. 2178 – 2187, 2011. ISSN 0378-7796. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779611001684>>.
- [32] NORATO, D. Transmissora Aliança de Energia Elétrica S.A - Teste com de latência de mensagem GOOSE entre equipamentos.
- [33] COFFEY, J. Commscope - latency in optical fiber systems.