

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**MATHEUS VARELA BRANCO**

**ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO:  
uma proposta de procedimento operacional padrão para agentes no  
SIN**

**FLORIANÓPOLIS, 2026.**

**INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE SANTA  
CATARINA – CÂMPUS FLORIANÓPOLIS  
DEPARTAMENTO ACADÊMICO DE ELETROTÉCNICA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
MESTRADO PROFISSIONAL EM SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA**

**MATHEUS VARELA BRANCO**

**ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO:  
uma proposta de procedimento operacional padrão para agentes no  
SIN**

Dissertação de mestrado submetida ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Professor Orientador: Daniel Tenfen, Dr.  
Eng.

Coorientador: Márcio Silveira Ortmann, Dr.  
Eng.

**FLORIANÓPOLIS, 2026.**

CDD 621.3192

B816a

Branco, Matheus Varela

Análise de perturbações em linhas de transmissão: uma proposta de procedimento operacional padrão para agentes no SIN - [DIS] / Matheus Varela Branco, orientação de Daniel Tenfen; coorientação de Márcio Silveira Ortmann – Florianópolis, 2026.

1 v.: il.

Dissertação de Mestrado (Sistemas de Energia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Inclui referências.

1. Análise de perturbações. 2. Linhas de transmissão. 3. Procedimento operacional padrão. 4. Guia prático (handbook). 5. Assistente virtual. I. Tenfen, Daniel. II. Ortmann, Márcio Silveira, III. Título.

Sistema de Bibliotecas Integradas do IFSC

Biblioteca Dr. Hercílio Luz – Campus Florianópolis

Catalogado por: Ana Paula F. Rodrigues - CRB 14/1117


# ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO: UMA PROPOSTA DE PROCEDIMENTO OPERACIONAL PADRÃO PARA AGENTES NO SIN

**MATHEUS VARELA BRANCO**

Este trabalho foi julgado adequado para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovado na sua forma final pela banca examinadora do Mestrado Profissional em Sistemas de Energia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

Florianópolis, 26 de fevereiro, 2026.


Banca Examinadora:

Documento assinado digitalmente  
 **DANIEL TENFEN**  
Data: 10/03/2026 18:14:23-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Daniel Tenfen, Dr. Eng.


Presidente/Orientador – Instituto Federal de Santa Catarina

Documento assinado digitalmente  
 **MARCIO SILVEIRA ORTMANN**  
Data: 10/03/2026 18:47:02-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Márcio Silveira Ortmann, Dr. Eng.


Coorientador – Instituto Federal de Santa Catarina

Documento assinado digitalmente  
 **EDISON ANTONIO CARDOSO ARANHA NETO**  
Data: 13/03/2026 16:16:58-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Edison Antonio Cardoso Aranha Neto, Dr. Eng.


Instituto Federal de Santa Catarina

Documento assinado digitalmente  
 **MURILO REOLON SCUZZIATO**  
Data: 13/03/2026 16:37:43-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Murilo Reolon Scuzziato, Dr. Eng.

Instituto Federal de Santa Catarina

Documento assinado digitalmente  
 **THIAGO FERNANDES NERI**  
Data: 18/03/2026 16:28:51-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

Thiago Fernandes Neri, MSc.

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Dedico este trabalho à minha mãe Patricia, que sempre me ensinou a ter fé, resiliência e a jamais, em hipótese alguma, desistir dos meus sonhos.

## **AGRADECIMENTOS**

Primeiramente, agradeço a Deus pela vida, pelo conhecimento e pela fé que me fez chegar ao dia de hoje, um momento que aguardei por anos, entre tantas idas e vidas, neste célebre momento está sendo finalmente concretizado.

Aos meus pais Patricia e Atalibio e a minha futura esposa Larissa, um agradecimento mais que especial, por me sustentarem nos momentos mais difíceis, mas principalmente por entenderem, respeitarem e apoiarem todos os meus sonhos. Hoje mais um deles vai ser realizado.

À minha família e aos meus amigos, agradeço por sempre me motivarem, acreditarem em mim e nos meus projetos. Vocês podem não imaginar ou acreditar, mas muitas vezes foram palavras de apoio, em momentos ruins, que me fizeram levantar a cabeça e seguir.

Aos meus Professores, pela generosidade em ensinar e se preocupar comigo, em especial aos meus orientadores Prof. Daniel e Prof. Márcio, pelos anos de incansáveis reuniões e discussões para desenvolvermos este projeto. Hoje, eu saio com a absoluta certeza que criamos laços para toda a vida profissional.

Ao IFSC, agradeço pela oportunidade em toda a jornada desde a graduação, pois graças ao conhecimento adquirido, pude ajudar a sociedade com meu trabalho e transformar a minha realidade. A educação, de fato, fez muitos sonhos se tornarem realidade.

À Cotesa Engenharia e a todos os meus colegas da jornada de mais de 8 anos, especialmente ao Marcus, Mayke, Fernando, Daniel, Vinicius, Rafael, Vitor, Eduardo e Paulo, por todo apoio aos meus estudos, desde a graduação até o mestrado. O presente projeto não seria possível sem ajuda de vocês. Vocês transformaram a minha carreira, e por isso, manifesto meu sincero e profundo agradecimento.

Por fim, agradeço a todos os brasileiros, pela oportunidade do ensino público de excelência e pelo fomento à pesquisa científica.

*"Not everything that can be counted counts."*  
William Bruce Cameron.

## RESUMO

A operação de sistemas elétricos de potência modernos apresenta um aumento substancial de complexidade, impulsionado pela participação significativa das fontes renováveis e intermitentes. Neste contexto, a análise de perturbações torna-se fundamental para identificação de correções e melhorias, buscando evitar impactos significativos na segurança do suprimento. No Brasil, os agentes conectados ao Sistema Interligado Nacional (SIN) devem atender aos requisitos técnicos e metodologias de análise e estatísticas de perturbações definidos pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Contudo, as ferramentas atuais priorizam ações preditivas, em tempo real e a emissão automática de relatórios, frequentemente negligenciando dados históricos e o conhecimento dos profissionais experientes. Dado que as perturbações em linhas de transmissão (LTs) superam 70% do total de perturbações no SIN, sua análise impõe um desafio regulatório devido à alta dependência dos profissionais experientes e dificuldade de criar um ciclo de aprendizado aos inexperientes. Este trabalho apresenta o desenvolvimento de um procedimento operacional padrão de análise de perturbações em LTs, integrando os métodos e processos regulatórios, as ferramentas de análise de causa raiz, de viabilidade e de plano de ação, com os conceitos teóricos e as boas práticas. Com base nisso, um guia prático (*handbook*) no formato de *checklist* e um assistente virtual baseado em plataforma *online* que atua como copiloto processual foram desenvolvidos. Os testes de validação foram realizados com quatro profissionais de dois agentes operadores, sendo dois do grupo de controle e dois do grupo de testes. A primeira seção de testes comparou o uso ou não do guia prático (*handbook*), e a segunda seção, com todos os usuários usando o assistente virtual. No total, cada usuário foi submetido à seis testes, sendo três por seção (fácil, médio e difícil). Os resultados demonstraram que os níveis de confiança nas análises e segurança nas propostas aumentaram, o ciclo de aprendizado de profissionais inexperientes foi melhorado e as análises de causa raiz e planos de ação apresentaram melhora significativa. No uso do assistente virtual, os profissionais reportaram facilidade, boas respostas, similaridade média com um humano experiente e a melhora na fluidez da rotina de trabalho, com destaque para a análise preliminar da perturbação por meio de análise dados históricos. Por fim, o presente trabalho resultou no registro de patente do assistente virtual e na recomendação dos profissionais participantes da implantação nos agentes operadores do SIN.

**Palavras-chave:** Análise de perturbações. Linhas de transmissão. Procedimento operacional padrão. Guia prático (*handbook*). Assistente virtual.

## ABSTRACT

The operation of modern power systems presents a substantial increase in complexity, driven by the significant participation of renewable and intermittent sources. In this context, disturbance analysis becomes fundamental for identifying corrections and improvements, seeking to avoid significant impacts on the security of supply. In Brazil, agents connected to the National Interconnected System (SIN) must meet the technical requirements and methodologies for disturbance analysis and statistics defined by the National Electric System Operator (ONS). However, current tools prioritize predictive, real-time actions and the automatic issuance of reports, frequently neglecting historical data and the knowledge of experienced professionals. Given that disturbances in transmission lines (TLs) exceed 70% of the total disturbances in the SIN, their analysis poses a regulatory challenge due to the high dependence on experienced professionals and the difficulty of creating a learning cycle for inexperienced ones. This work presents the development of a standard operating procedure for disturbance analysis in TLs, integrating regulatory methods and processes, root cause analysis, feasibility, and action plan tools, with theoretical concepts and best practices. Based on this, a practical guide (handbook) in checklist format and a virtual assistant based on an online platform that acts as a procedural co-pilot were developed. Validation tests were carried out with four professionals from two operating agents, two from the control group and two from the test group. The first test section compared the use or non-use of the practical guide (handbook), and the second section involved all users using the virtual assistant. In total, each user underwent three tests per section (easy, medium, and difficult), totaling six tests. The results demonstrated that the levels of confidence in the analyses and security in the proposals increased, the learning cycle of inexperienced professionals was improved, and root cause analyses and action plans showed significant improvement. In the use of the virtual assistant, professionals reported ease of use, good responses, average similarity to an experienced human, and improvement in the fluidity of the work routine, with emphasis on the preliminary analysis of the disturbance through historical data analysis. Finally, the present work resulted in the patent registration of the virtual assistant and the recommendation of the participating professionals for implementation in the SIN operating agents.

**Keywords:** Disturbance analysis. Transmission lines. Standard operating procedure. Practical guide (handbook). Virtual assistant.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Número de perturbações por tipo de equipamento de 2012 a 2025 .....	20
Figura 2 – A evolução dos relés de proteção na linha do tempo.....	28
Figura 3 – Esquemático de sistemas de proteção de LT .....	30
Figura 4 – Linha do tempo do processo de análise de perturbações .....	42
Figura 5 – Fluxograma simplificado do procedimento proposto .....	62
Figura 6 – Fluxograma simplificado da Seção 1 do assistente virtual .....	66
Figura 7 – Seção 1: cadastro do usuário.....	67
Figura 8 – Seção 1: questionário preliminar.....	68
Figura 9 – Seção 1: análise preliminar .....	69
Figura 10 – Fluxograma simplificado da Seção 2 do assistente virtual .....	71
Figura 11 – Seção 2: análise guiada e base de conhecimento com <i>checklist</i> .....	76
Figura 12 – Seção 2: análise de causa raiz .....	77
Figura 13 – Seção 2: análise de viabilidade das soluções .....	78
Figura 14 – Seção 2: plano de ação.....	79
Figura 15– Fluxograma simplificado da Seção 3 do assistente virtual .....	81
Figura 16 – Seção 3: classificação estatística.....	82
Figura 17 – Seção 3: relatório do SIPER .....	83
Figura 18 – Seção 3: revisão das respostas e <i>download</i> .....	84
Figura 19 – Assistente virtual compacto: alteração na Seção 3.....	85
Figura 20 – Desvios dos tempos de execução dos testes .....	106
Figura 21 – Número de perguntas dos usuários durante os testes .....	107
Figura 22 – Percepções individuais de confiança e segurança pelos usuários.....	109
Figura 23 – Desempenhos individuais dos relatórios do SIPER por teste .....	112
Figura 24 – Desempenhos individuais das causas e planos por teste .....	113
Figura 25 – Ferramentas preferidas dos usuários.....	123

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Requisitos mínimos e princípios operativos das proteções de LTs .....	31
Quadro 2 – Lógicas de proteção mínimas para LTs.....	32
Quadro 3 – Requisitos mínimos: principais esquemas e registros de LTs .....	33
Quadro 4 – Resumo do processo de análise de perturbações no SIN.....	39
Quadro 5 – Resumo dos principais relatórios de perturbações do SIN.....	39
Quadro 6 – Resumo dos critérios e classificadores estatísticos.....	45
Quadro 7 – Principais indicadores estatísticos de LTs.....	47
Quadro 8 – Referência de desempenho satisfatório da proteção .....	48
Quadro 9 – Comparativo regulatório e processual da análise de perturbações .....	52
Quadro 10 – Critérios básicos de desempenho de SP e ERA .....	61
Quadro 11 – Principais seções do guia prático ( <i>handbook</i> ).....	63
Quadro 12 – Bases de conhecimento e <i>checklists</i> .....	71
Quadro 13 – Metodologias das ferramentas auxiliares .....	74
Quadro 14 – Modelos de planos de ação.....	75
Quadro 15 – Percepções gerais dos testes.....	86
Quadro 16 – Percepções específicas dos testes .....	87
Quadro 17 – Precisão das respostas do SIPER.....	88
Quadro 18 – Precisão da causa raiz e plano de ação.....	89
Quadro 19 – Ativação e pontuação dos critérios.....	90
Quadro 20 – Etapas da metodologia dos testes.....	91
Quadro 21 – Formato dos testes do procedimento proposto .....	93
Quadro 22 – Critérios de definição da base histórica e dos testes.....	94
Quadro 23 – Casos específicos dos testes .....	103
Quadro 24 – Avaliações e <i>feedbacks</i> das demais métricas qualitativas .....	110
Quadro 25 – Percepções individuais da precisão das respostas .....	113
Quadro 26 – Desempenhos gerais do SIPER por critério .....	114
Quadro 27 – Percepções gerais do SIPER por critério .....	115
Quadro 28 – Desempenhos gerais da causa raiz e plano por critério.....	116
Quadro 29 – Percepções gerais da causa raiz e plano por critério .....	116
Quadro 30 – Comparativo das métricas quantitativas por usuário .....	117
Quadro 31 – Percepções gerais das métricas de desempenho .....	118
Quadro 32 – Correções e melhorias no assistente virtual.....	120
Quadro 33 – Respostas do questionário de validação .....	122

Quadro 34 – Feedbacks finais dos usuários .....	124
---	-----

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Resultados das buscas de termos em periódicos .....	21
Tabela 2 – Principais resultados estatísticos de 2020 a 2024 do SIN para LTs.....	48
Tabela 3 – Comparativo dos principais indicadores de perturbações .....	56
Tabela 4 – Comparativo dos principais indicadores de proteção .....	57
Tabela 5 – Universo estatístico das concessionárias no SIPER .....	102
Tabela 6 – Detalhamento dos dados das concessionárias no SIPER.....	102

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

21/21N – Proteção de distância de fase e neutro

5W2H – *What, Why, Where, When, Who, How, How Much* (O quê, porquê, onde, quando, quem, como, quanto custa)

85-21 – Proteção de distância associada ao esquema permissivo por sobrealcance

85-67N – Proteção de sobrecorrente direcional de neutro associada ao esquema permissivo por sobrealcance

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

AEMC – *Australian Energy Market Commission* (Comissão do Mercado de Energia Australiano)

AEMO – *Australian Energy Market Operator* (Operador do Mercado de Energia Australiano)

AER – *Australian Energy Regulator* (Regulador de Energia Australiano)

AHP – *Analytic Hierarchy Process* (Processo Analítico Hierárquico)

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BISE – Boletim de Interrupção de Carga

CAP – *Corrective Action Plan* (Plano de Ação Corretivo)

CC – Corrente contínua

DJ – Disjuntor

DMDFF – Duração Média de Desligamento Forçado das Funções Transmissão e Geração

EFP – *End Fault Protection* (Zona Morta)

ENTSO-E – *European Network of Transmission System Operator for Electricity* (Operador do Sistema de Transmissão da Rede Europeia para Eletricidade)

ERA – Esquema de Religamento Automático

ERAAC – Atuações Corretas do Esquema de Religamento Automático

ERAAI – Atuações Incorretas do Esquema de Religamento Automático

ERAFR – Falhas de Religamento do Esquema de Religamento Automático

ERARA – Recusas de Atuação do Esquema de Religamento Automático

ERARI – Religamentos Insatisfatórios do Esquema de Religamento Automático

ERARS – Religamentos Satisfatórios do Esquema de Religamento Automático

EU – *European Union* (União Europeia)

EUA – Estados Unidos da América

FDFD – Frequência de Desligamentos Forçados das Funções Transmissão e Geração

FERC – *Federal Energy Regulatory Commission* (Comissão Regulatória Federal de Energia)

GCOI – Grupo Coordenador para Operação Interligada

GPS – *Global Positioning System* (Sistema de Posicionamento Global)

IEA – *International Energy Agency* (Agência Internacional de Energia)

IED – *Intelligent Electronic Devices* (Dispositivos Eletrônicos Inteligentes)

IEEE – *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos)

IPIE – Informativo de Interrupção de Carga

LGPD – Lei Geral de Proteção de Dados

LOP – *Loss of Potential* (Perda de Potencial)

LT – Linha de Transmissão

MIDAS – *Misoperation Information Data Analysis System* (Sistema de Análise de Dados de Informações de Atuações Não Corretas)

MME – Ministério de Minas e Energia

NERC – *North American Electric Reliability Corporation* (Corporação Norte Americana de Confiabilidade Elétrica)

O&M – Operação e Manutenção

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PDCA – *Plan – Do – Check – Act* (Planejar – Fazer – Checar – Agir)

PMU – *Phasor Measurement Unit* (Unidade de Medição Fasorial)

PR – Procedimentos de Rede

POTT – *Permissive Overreaching Transfer Trip* (Transferência de Disparo por Sinal Permissivo de Sobrealcance)

RAP – Relatório de Análise de Perturbação

RDP – Registrador Digital de Perturbações

REMEP – Relatório Mensal de Estatística das Providências

RTO – *Regional Transmission Organization* (Organização de Transmissão Regional)

RX – Recepção de sinal por teleproteção

SCADA – *Supervisory Control and Data Acquisition* (Supervisório de Controle e Aquisição de Dados)

SEP – Sistema Elétrico de Potência

SEPX – Sistema Especial de Proteção

SGP – Sistema de Gestão de Providências

SIN – Sistema Interligado Nacional

SIPER – Sistema Integrado de Perturbações

SM – Submódulo

SOTF – *Switch on to Fault* (Fechamento sob Falta)

SP – Sistemas de proteção

SPAA – Atuações Acidentais do Sistemas de Proteção

SPAC – Atuações Corretas do Sistemas de Proteção

SPAI – Atuações Incorretas do Sistemas de Proteção

SPERT – Sistema Integrado para Transmissão, Cadastro, Análise e Visualização de Oscilografias

SPRA – Recusas de Atuação do Sistemas de Proteção

TC – Transformador de Corrente

TDD – Transferência Direta de Disparo

TDFFLT – Taxa de Desligamento Forçado das Funções Transmissão – Linha de Transmissão

TP – Transformador de Potencial

TX – Transmissão de sinal por teleproteção

TY – Transmissora Y

UPC – Unidades de proteção e controle

UX – Usuário X

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>19</b>
<b>1.1</b>	<b>Justificativa</b> .....	<b>21</b>
<b>1.2</b>	<b>Definição do Problema</b> .....	<b>23</b>
<b>1.3</b>	<b>Objetivo Geral</b> .....	<b>24</b>
<b>1.4</b>	<b>Objetivos Específicos</b> .....	<b>24</b>
<b>1.5</b>	<b>Estrutura do trabalho</b> .....	<b>25</b>
<b>2</b>	<b>PROTEÇÃO DE LINHA DE TRANSMISSÃO (LT) NO SIN</b> .....	<b>26</b>
<b>2.1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>26</b>
<b>2.2</b>	<b>Sistemas de proteção de LTs</b> .....	<b>27</b>
<b>2.3</b>	<b>Requisitos mínimos de proteção de LTs no SIN</b> .....	<b>30</b>
<b>2.4</b>	<b>Considerações finais</b> .....	<b>33</b>
<b>3</b>	<b>ANÁLISE E ESTATÍSTICA DE PERTURBAÇÕES NO SIN</b> .....	<b>35</b>
<b>3.1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>35</b>
<b>3.2</b>	<b>Análise de perturbações no SIN</b> .....	<b>36</b>
<b>3.3</b>	<b>Metodologia de classificação estatística do ONS</b> .....	<b>44</b>
<b>3.4</b>	<b>Análise comparativa entre Brasil e outros países</b> .....	<b>50</b>
<b>3.5</b>	<b>Considerações finais</b> .....	<b>57</b>
<b>4</b>	<b>DESENVOLVIMENTO DO PROCEDIMENTO OPERACIONAL PADRÃO DE ANÁLISE PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO NO SIN</b> .....	<b>59</b>
<b>4.1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>59</b>
<b>4.2</b>	<b>Procedimento operacional padrão de análise de perturbações</b> .....	<b>60</b>
<b>4.3</b>	<b>Assistente virtual</b> .....	<b>64</b>
<b>4.3.1</b>	<b>Seção 1: cadastro, questionário e análise preliminar</b> .....	<b>65</b>
<b>4.3.2</b>	<b>Seção 2: análise e investigação</b> .....	<b>70</b>
<b>4.3.3</b>	<b>Seção 3: classificação estatística, relatório do SIPER e revisão final</b> .....	<b>80</b>
<b>4.4</b>	<b>Métricas de desempenho</b> .....	<b>86</b>
<b>4.4.1</b>	<b>Percepções gerais e específicas</b> .....	<b>86</b>
<b>4.4.2</b>	<b>Precisão das respostas</b> .....	<b>88</b>
<b>4.5</b>	<b>Metodologia dos testes</b> .....	<b>91</b>
<b>4.6</b>	<b>Considerações finais</b> .....	<b>97</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>99</b>
<b>5.1</b>	<b>Introdução</b> .....	<b>99</b>
<b>5.2</b>	<b>Definição e aplicação dos testes</b> .....	<b>100</b>
<b>5.3</b>	<b>Resultados dos testes</b> .....	<b>105</b>
<b>5.3.1.1</b>	<i>Avaliações das percepções gerais</i> .....	<b>106</b>
<b>5.3.1.2</b>	<i>Avaliações das percepções específicas</i> .....	<b>108</b>
<b>5.3.1.3</b>	<i>Avaliações da precisão das respostas</i> .....	<b>112</b>
<b>5.3.2</b>	<b>Comparativo das avaliações</b> .....	<b>116</b>
<b>5.4</b>	<b>Correções, melhorias e validação final</b> .....	<b>120</b>
<b>5.5</b>	<b>Considerações Finais</b> .....	<b>124</b>
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b> .....	<b>125</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b> .....	<b>128</b>
	<b>APÊNDICES</b> .....	<b>139</b>

APÊNDICE A – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA DE CLASSIFICAÇÃO ESTATÍSTICA DO ONS.....	140
APÊNDICE B – FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO OPERACIONAL DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO .....	143
APÊNDICE C – GUIA PRÁTICO DO PROCEDIMENTO ( <i>HANDBOOK</i> ) .....	147
APÊNDICE D – BASE DE CONHECIMENTO E <i>CHECKLISTS</i> .....	150
APÊNDICE E – MODELOS DE PLANOS DE AÇÃO .....	178
APÊNDICE F – ASSISTENTE VIRTUAL .....	180
APÊNDICE G – APRESENTAÇÃO DOS TESTES AOS USUÁRIOS.....	204
APÊNDICE H – QUESTIONÁRIOS DE AVALIAÇÃO DOS USUÁRIOS .....	211
APÊNDICE I – PLANILHAS DE CONTROLE E AVALIAÇÃO .....	217
APÊNDICE J – GUIA DE UTILIZAÇÃO DO ASSISTENTE VIRTUAL.....	219
APÊNDICE K – FORMULÁRIOS DOS TESTES.....	234
APÊNDICE L – RESULTADOS DOS TESTES .....	280

## **ANEXOS289**

ANEXO A – CERTIFICADO DE REGISTRO DE PROGRAMA DE COMPUTADOR .....	290
---	-----

## 1 INTRODUÇÃO

O Sistema Elétrico de Potência (SEP) moderno caracteriza-se pela tecnologia disponível para a interação entre as esferas de geração, transporte, comercialização e consumo de energia elétrica, aliado com o aumento significativo da geração renovável intermitente de forma centralizada e distribuída. As inúmeras possibilidades geram oportunidades de uso dos recursos energéticos de forma sustentável, mas aumentam a complexidade da operação.

A maior presença das fontes renováveis e intermitentes aliada a alteração frequente da topologia do SEP moderno modificam substancialmente os níveis e caminhos dos fluxos de energia e, também, das correntes de curto-circuito. A complexidade aumenta por conta da operação do SEP, por momentos, próximas aos limites de estabilidade sistêmica, e por consequência, os problemas de performance e as perturbações tendem a afetar a integridade de modo substancial (Bansal, 2019; Cao *et al.*, 2012).

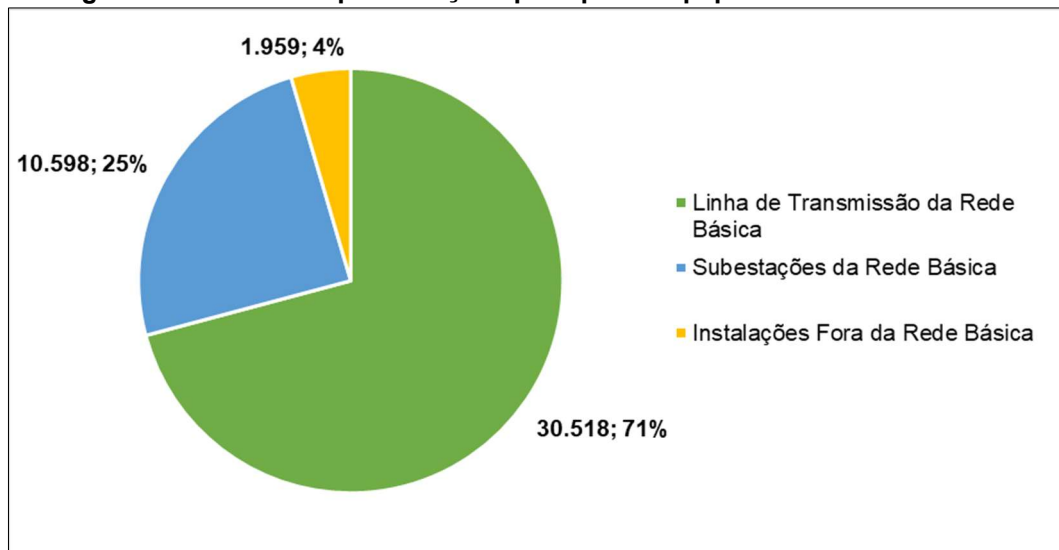
No mundo, a geração de energia elétrica prevista indica geração de fontes renováveis de cerca de 33% em 2025 e 43% em 2029, com as fontes intermitentes eólica e fotovoltaica contribuindo com cerca de 18% em 2025 e 29% em 2029 (IEA, 2025). No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) possui de capacidade instalada cerca de 90% da matriz elétrica renovável, com as fontes intermitentes eólica, fotovoltaica e geração distribuída representando 39,4% em 2025, com expansão prevista para 46,6% em 2029 (ONS, 2025a).

No SIN, para o escoamento deste crescimento do parque gerador, especialmente das fontes renováveis em regiões elétricas pouco interligadas, há necessidade de expansão das linhas de transmissão (LTs) de cerca de 176.169 km em 2024 para 184.688 km em 2029, um aumento de cerca de 4,8% (ONS, 2025a). Neste contexto, as LTs representam papel fundamental na interligação do SEP, visando aumentar a capacidade de escoamento, a segurança e a confiabilidade sistêmica. Em contrapartida, a elevada exposição às intempéries torna as LTs mais susceptíveis às perturbações, podendo provocar desconexões de geração, carga e

interligações entre subsistemas, cujas circunstâncias mais severas levam a desligamentos em cascata no SEP.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) responsável pela coordenação e controle da operação do SIN, monitora e analisa as perturbações, conforme apresentado na Figura 1. Na janela de 2012 a 2025, as LTs representaram mais de 70% das perturbações, confirmando a alta exposição destes equipamentos e a relevância das ações para a manutenção da segurança e confiabilidade do SIN.

**Figura 1 – Número de perturbações por tipo de equipamento de 2012 a 2025**



Fonte: Adaptado de ONS (2025b).

Os agentes de operação e ONS atuam de forma conjunta, conforme os prazos e responsabilidades definidas nos Procedimentos de Rede (PR), realizando toda a análise e registro necessário por meio de sistemas computacionais específicos via plataforma online SINtegre (ONS, 2025d). Todavia, os prazos relativamente curtos aplicados aos agentes de operação, exigem ferramentas e profissionais altamente qualificados nas atividades de Operação e Manutenção (O&M) associadas ao atendimento e análise de perturbações.

Nos casos de agentes de operação responsáveis por número elevado de equipamentos, o nível de complexidade aumenta substancialmente, por conta da janela de 8 dias úteis para análise de inúmeras perturbações (ONS, 2021a). Os profissionais experientes precisam ser auxiliados por profissionais menos experientes para o atendimento à demanda, evidenciando a necessidade do desenvolvimento de procedimento interno eficaz, aplicando métodos e ferramentas confiáveis.

## 1.1 Justificativa

Na ótica dos agentes operadores, o nível elevado de perturbações em LTs no SIN, aliado com os prazos regulatórios, geram alta demanda aos profissionais responsáveis pela análise. Em certos casos, a participação inicia em tempo real e termina meses depois por meio do desenvolvimento de planos de ação pactuados nas providências com o ONS. Adicionalmente, os agentes operadores precisam atuar de forma ágil e eficaz na solução dos problemas identificados em perturbações, por força dos prazos de atendimento à providências junto ao ONS (até 4 meses), aliado com os possíveis prejuízos financeiros relacionados à penalização por indisponibilidade da LT acima de 1 minuto (ANEEL, 2023; ONS, 2021a).

Nas metodologias internacionais, identificou-se o padrão do *Institute of Electrical and Electronic Engineers* (IEEE) – *Std. 859-2018*, referente exclusivamente as interrupções, definindo os principais conceitos e indicadores, com foco especialmente na origem (tipo), frequência e duração. O padrão enfatiza a segurança do suprimento pela ótica operativa, não na análise completa da perturbação. No SIN, o ONS aplica metodologia própria com ênfase na perturbação, solicitando aos agentes de operação a devolutiva com a análise de pontos de performance, dados e relatórios previamente definidos (IEEE, 2019; ONS, 2021b).

Na verificação do estado da arte, efetuou-se a busca dos termos interrupções (*outages*), perturbações (*disturbances*), desligamentos (*shutdowns*), metodologia (*methodology*), linha de transmissão (*transmission line*), proteção (*protection*) e operação indevida (*misoperation*), pela usual citação em procedimentos de análise de perturbações de operadores de países como Brasil, EUA, Austrália e Europeus. Os periódicos de engenharia elétrica de quatro bases relevantes foram consultados, usando lógicas com os termos citados e filtros (quando possível) por título, resumo e palavras chave, resultando em 2093 artigos, conforme apresentado na Tabela 1.

**Tabela 1 – Resultados das buscas de termos em periódicos**

Lógicas de Busca	Springer Nature Link	IEEE Xplore	ScienceDirect	MDPI
<i>Outages e Methodology e Transmission line</i>	366	91	47	6

<i>Disturbances e Methodology e Transmission line</i>	563	66	27	6
<i>Shutdowns e Methodology e Transmission line</i>	24	1	4	0
<i>Protection e Misoperation e Methodology</i>	16	6	1	0
<i>Protection e Methodology e Transmission line</i>	622	166	73	8

Fonte: Adaptado de Springer (2025), IEEE Xplore (2025), ScienceDirect (2025) e MDPI (2025).

A partir destes resultados, apenas 25 artigos foram selecionados, por representarem ferramentas aderentes à análise de perturbações de LTs, com data de publicação a partir de 2007, dentro do espectro de ferramentas preditivas, de tempo real ou de pós-operação.

As soluções preditivas consistem em algoritmos de análise de dados para a predição de perturbações no SEP que sugerem a análise de dados cruzada dos desligamentos e dos dados meteorológicos em tempo real (Al-Mahrouqi *et al.*, 2025a, 2025b; Gruzdov *et al.*, 2024) e dos desligamentos para identificar a sazonalidade (Ansarinejad *et al.*, 2025).

As soluções em tempo real, dividem em diversas seções:

- a) Arquitetura de comunicação para coleta e análise de dados de perturbações de forma automática em Kezunovic e Popovic (2007);
- b) Algoritmos de análise dos dados de oscilografias e/ou simuladores para identificação automática do tipo de falta e localização por diversos algoritmos em Ferreira *et al.* (2020), Jiang *et al.* (2011), Kanwal e Jiriwibhakorn (2023), Klomjit e Ngaopitakkul (2020), Ali e Esmail (2025), Anwar *et al.* (2025) e Shakiba *et al.* (2022);
- c) Detecção e identificação de perturbações no SEP por meio de medições das unidades de medição fasorial (*Phasor Measurement Unit – PMU*) em Swain *et al.* (2019), Swain e Cherukuri (2021), Gopakumar *et al.* (2018), Rajaraman *et al.* (2018), Senyuk *et al.* (2024), Barreto *et al.* (2021) e Velpula *et al.* (2024);
- d) Detecção de atuação indevida por análise automática de oscilografias obtidas nos terminais da LT em Esmaeilian *et al.* (2015);
- e) Detecção e análise preliminar de perturbações por algoritmo de análise dados de alarmes, eventos e medições nos sistemas de supervisão (*Supervisory Control and Data Acquisition – SCADA*) em Fritzen *et al.* (2012) e Andrade *et al.* (2022), associado ao auxílio na recomposição em Da Silva Antunes e Da Silveira (2019).

As soluções de pós-operação consistem em sistemas de análise de faltas e do desempenho dos sistemas de proteção com emissão de relatório preliminar com foco no SIN (Lopes *et al.*, 2018) e reanálise de desligamentos com causas indeterminadas por meio do cruzamento de dados de falta com descargas atmosféricas, aves e poluição na Etiópia (Desta *et al.*, 2024).

À vista disso, a análise das perturbações caracteriza-se como processo primordial para a melhoria contínua da operação do SEP, identificando e gerando estatísticas para o desenvolvimento de planos de ação decorrentes da avaliação de desempenho. No entanto, as soluções identificadas focam em análise técnica, mantendo as lacunas no desenvolvimento de processos internos aderentes com as exigências regulatórias para os agentes operadores. Por este motivo, justifica-se o desenvolvimento de procedimento operacional específico, que preencha as lacunas de regulação, gestão e aprendizado identificadas nos procedimentos atuais.

## **1.2 Definição do Problema**

Os processos de análise de perturbações no SIN são definidos pelos PR, abrangendo as ações em tempo real, envio dos registros, análise, relatórios, providências, estatísticas e diagnósticos de sistemas de proteção e registro de perturbações (ONS, 2021a). Os agentes operadores possuem uma rotina interna para o atendimento de suas responsabilidades, mas usualmente há alta dependência de profissionais experientes. As atividades são realizadas de forma intuitiva e usando métodos individuais, dado que estes profissionais detêm os conhecimentos teórico, regulatório e prático necessários. Por outro lado, os profissionais inexperientes sentem a dificuldade de absorver tais conhecimentos, pois não há procedimento interno e há muita documentação técnica e regulatória esparsa, tornando complexo o processo de aprendizado.

Como consequência, há atualmente uma dificuldade no atendimento dos prazos regulatórios e na implementação de rotinas de aprendizado e melhoria contínua, uma vez que os profissionais experientes concentram a maior parte do conhecimento, e por consequência, das atividades. Desta forma, o presente trabalho busca responder à questão: há como desenvolver e testar um procedimento operacional que reúna e integre o conhecimento teórico, regulatório e prático

necessário para a rotina de análise de perturbações de LTs, criando um ambiente de melhoria contínua no agente operador?

### **1.3 Objetivo Geral**

Desenvolver um procedimento operacional padrão de análise de perturbações de LTs no SIN, com foco na perpetuação dos ciclos aprendizado e de melhoria contínua no ambiente de O&M.

### **1.4 Objetivos Específicos**

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- a) revisar os principais aspectos relacionados a proteção de linhas de transmissão;
- b) realizar uma avaliação da metodologia de análise e estatística de perturbações no SIN;
- c) apresentar e comparar os principais métodos e dados de perturbações do SIN e de sistemas elétricos de outros países;
- d) elaborar um procedimento operacional padrão de análise de perturbações de LTs aderente as exigências regulatórias e boas práticas;
- e) desenvolver uma ferramenta computacional para auxiliar os analistas na aplicação do procedimento em casos reais de análises de perturbações no SIN;
- f) realizar testes específicos do procedimento e da ferramenta computacional, avaliando os impactos qualitativos e quantitativos no ambiente de O&M;
- g) avaliar os resultados, listando as lições aprendidas e propondo um plano de ação para os próximos passos.

## 1.5 Estrutura do trabalho

Com o objetivo de facilitar a leitura e compreensão do presente trabalho, divide-se o mesmo em seis capítulos. Neste primeiro, apresenta-se uma contextualização e definição do problema, justificativa e os objetivos.

O Capítulo 2 trata da revisão bibliográfica sobre proteção de LTs, apresentando os conceitos, requisitos técnicos do SIN e os princípios operativos das proteções mencionadas neste trabalho.

O Capítulo 3 discorre a revisão bibliográfica sobre a análise e estatística de perturbações no SIN, apresentando os processos, metodologias, relatórios, ferramentas e uma análise comparativa com métodos e dados de sistemas elétricos de outros países.

No Capítulo 4 apresenta-se o desenvolvimento do procedimento operacional padrão, da ferramenta computacional, das métricas de desempenho e da metodologia dos testes de validação.

O Capítulo 5 expõe os resultados e as discussões, apresentando a definição dos testes, as avaliações de todos os testes, o comparativo geral, as correções, melhorias e a validação final com os usuários.

Por fim, no capítulo 6, realiza-se os comentários finais, apresentando os principais resultados, as lições aprendidas e as sugestões de continuidade e trabalhos futuros.

## 2 PROTEÇÃO DE LINHA DE TRANSMISSÃO (LT) NO SIN

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica sobre sistemas de proteção de LTs, apresentando os conceitos, requisitos técnicos do SIN e os princípios operativos das funções de proteção.

### 2.1 Introdução

Do ponto de vista de proteção, a LT compõe-se pela localização de disjuntores ou elementos seccionadores que isolam a conexão de uma parte com outra do sistema elétrico. As LTs usualmente conectam duas ou mais subestações elevadoras, intermediárias e de rebaixamento de tensão, caracterizando-se como os elementos do SEP responsáveis pelo transporte de energia elétrica dos pontos de geração aos centros de consumo (IEEE, 2016; Kindermann, 1997). As LTs podem incluir elementos como seções de barra, condutores aéreos, cabos subterrâneos, bobinas de bloqueio, capacitores série, reatores em paralelo e transformadores entre seus disjuntores, criando um ambiente de alta complexidade operativa, diante das múltiplas topologias (IEEE, 2016).

Na prática, as LTs estão severamente expostas à riscos diante dos seus milhares de quilômetros, sendo os principais (Kindermann, 1997):

- a) Intempéries;
- b) Descargas atmosféricas;
- c) Vento;
- d) Poluição Industrial;
- e) Animais;
- f) Umidade;
- g) Salinidade;
- h) Queimadas;
- i) Temperatura;
- j) Vegetação;
- k) Atos de vandalismo;
- l) Entre outros.

Neste cenário, evidencia-se a alta suscetibilidade de uma LT às perturbações, dado o ambiente de instalação, quando comparada com os demais elementos do SEP. Por esse motivo, sobressai-se a importância do desenvolvimento

de sistemas de proteção robustos e eficazes, cuja complexidade exige um processo contínuo de revisão para a aderência ao ambiente de operação.

Em determinados casos, as perturbações em LT geram impactos maiores no SEP do que nos próprios equipamentos que a compõem, exigindo uma proteção seletiva, coordenada e com alta velocidade. A rápida e correta eliminação ou isolação das falhas pelo sistema de proteção aumenta a taxa de sucesso de religamento da LT e reduz os impactos no SEP. Assim, o tipo de proteção aplicado da LT deve avaliar aspectos operacionais, regulatórios e locais por meio de estudo específicos (IEEE, 2016).

No SEP moderno, os sistemas de proteção devem ser capazes de lidar com as adversidades provenientes da expansão das fontes renováveis intermitentes, especialmente relacionadas às variações intempestivas de níveis e caminhos de curto-circuito, usualmente responsáveis pelas dificuldades de coordenação, atuações incorretas e recusas dos elementos de proteção (Bansal, 2019; Cao *et al.*, 2012). As unidades de proteção e controle atuais possuem múltiplas funções e capacidade abundante de programação, permitindo a criação de soluções especiais e dedicadas para diversos problemas. Apesar disso, a simplicidade e a boa realização de estudos de curto-circuito e de coordenação e seletividade, bem como testes de validação, permanecem sendo os procedimentos mais recomendados (IEEE, 2016).

Isto posto, ressalta-se a importância das LTs no SEP, e de modo proporcional, a necessidade de implementação de sistemas de proteção de alta complexidade, reforçando o desafio do ambiente de O&M.

## **2.2 Sistemas de proteção de LTs**

Os sistemas de proteção constituem-se de equipamentos e acessórios responsáveis pela isolação de falhas elétricas (*e.g.* curtos-circuitos) e demais condições anormais de operação em componentes do SEP. As unidades de proteção usualmente compostas por relés eletromecânicos e digitais, recebem leituras dos transformadores para instrumento (tensões e correntes), identificando e operando quando há anormalidades, de acordo com as suas parametrizações, realizado o disparo (*trip*) para a abertura de disjuntores, promovendo a eliminação da perturbação (Bansal, 2019; ONS, 2025c).

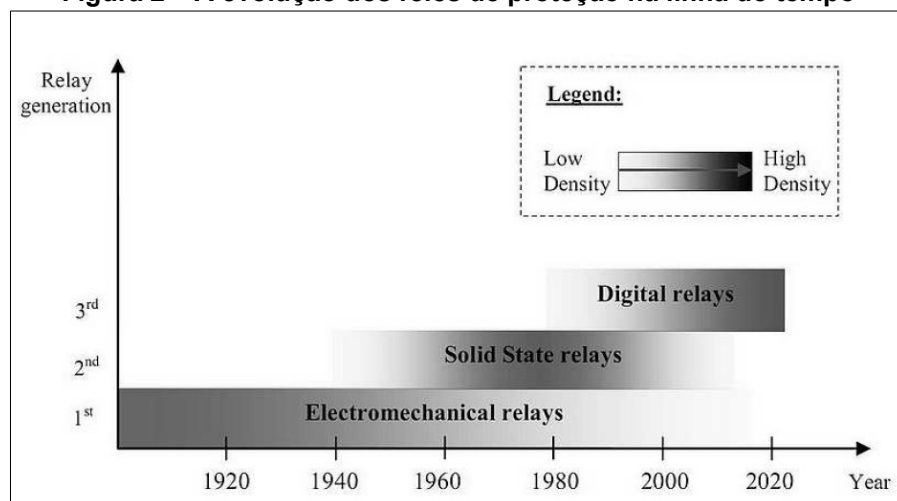
Os requisitos básicos de operação dos sistemas de proteção do SIN são (Bansal, 2019):

- a) Velocidade: operar o mais rápido possível, evitando danos aos equipamentos, ao SEP e às pessoas;
- b) Seletividade: identificar corretamente as condições normais e anormais;
- c) Confiabilidade: operar em condições plenas quando da sua solicitação;
- d) Sensibilidade: sensibilizar apenas nas situações de violação dos valores de parâmetros previamente ajustados.

A unidades de proteção constituem a parte mais importante dos sistemas de proteção, pois acumulam a responsabilidade de concentrar todas as informações (entradas e saídas), bem como a tomada de decisões, baseado nos algoritmos e parametrizações realizadas pelo usuário.

De acordo com Abdelmoumene e Bentazari (2014), a história das unidades de proteção iniciou no século XX, com o advento dos relés de proteção eletromecânicos, seguindo com a aplicação de dispositivos eletrônicos no seu desenvolvimento, conhecidos como relés estáticos ou relés de estado sólido. O avanço tecnológico, possibilitou a integração de diversas proteções em um único dispositivo, iniciando a era dos relés digitais, conforme ciclo evolutivo apresentado na Figura 2.

**Figura 2 – A evolução dos relés de proteção na linha do tempo**



Fonte: Abdelmoumene e Bentazari (2014).

Os relés digitais da atualidade denominam-se dispositivos eletrônicos inteligentes (*Intelligent Electronic Devices – IEDs*), pelo fato de possuírem funções de proteção e lógicas de controle com algoritmos dedicados e integrados no mesmo

dispositivo, bem como sistemas avançados de comunicação, incluindo integração com SCADA, atuação em conjunto (teleproteção) e sincronismo de tempo por satélite através de geolocalização.

Nos projetos atuais do SEP, os IEDs comumente aplicados possuem algoritmos baseado no domínio da frequência com fase e sequência, sendo estes os abordados no presente trabalho. No entanto, o estado da arte em algoritmos de proteção são IEDs que empregam algoritmos baseados no domínio do tempo com ondas viajantes e grandezas incrementais, permitindo detecção de faltas em até 1 ms e a localização muito precisa de faltas (Schweitzer, 2021).

No SIN, as subestações atuais possuem majoritariamente IEDs com funções de proteção no domínio da frequência (fasorial), com uso experimental de funções de proteção no domínio do tempo (ondas viajantes e grandezas incrementais). Com relação a aquisição dos sinais, as subestações digitais estão aumentando de forma gradativa, como o processo de modernização de concessionária de transmissão brasileira em Alexandrino (2021), mas ainda há majoritariamente instalações convencionais. Por este motivo, o presente trabalho concentra-se em instalações convencionais e proteções no domínio da frequência.

A Figura 3 apresenta o esquemático básico com os principais componentes de sistemas de proteção e controle convencionais (Bansal, 2019; ONS, 2025c):

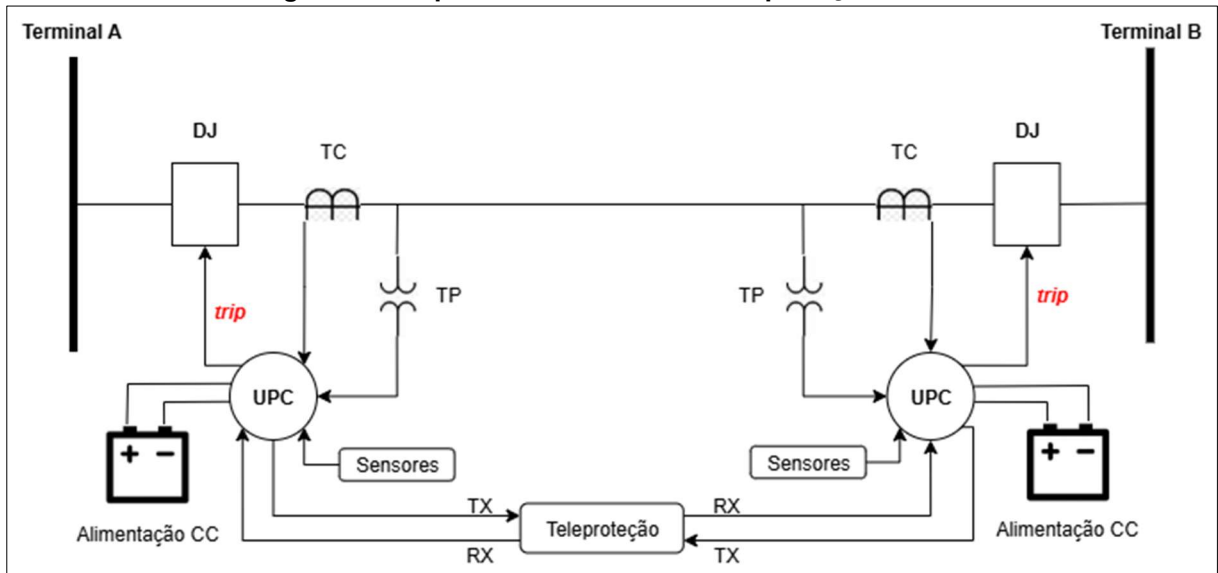
- a) Transformadores de instrumentação – potencial (TP) e corrente (TC);
- b) Unidades de proteção e controle (UPC) por meio de IEDs;
- c) Disjuntores (DJs);
- d) Canais de comunicação – transmissão (TX) e recepção (RX);
- e) Contatos auxiliares;
- f) Sistemas de alimentação ininterrupta em corrente contínua (CC) com baterias.

A determinação dos detalhes dos sistemas de proteção, como as funções de proteção aplicáveis, a necessidade de redundância e o tempo de atuação, relacionam-se diretamente com o impacto da LT na confiabilidade do SEP, regulação do órgão responsável pela operação e exigências específicas do projeto (IEEE, 2016).

No caso do SIN, as LTs conectadas na rede básica com tensão igual ou superior a 230 kV, devem seguir a regulação do ONS, com preceitos gerais e requisitos específicos para os sistemas de proteção, registro de perturbações e de

teleproteção. Em contrapartida, as filosofias de proteção são de responsabilidade dos agentes concessionários, sendo adotadas boas práticas e recomendações de órgãos reguladores e guias de aplicação de grupos de estudo de comitês internacionais.

**Figura 3 – Esquemático de sistemas de proteção de LT**



Fonte: Adaptado de Bansal (2019) e ONS (2025c).

### 2.3 Requisitos mínimos de proteção de LTs no SIN

A operação segura, confiável e econômica de SEPs exige uma regulamentação técnica bem definida, criando requisitos específicos a serem atendidos por todos os agentes, abrangendo diversas áreas, dentre elas os sistemas de proteção dos equipamentos (Bansal, 2019).

No Brasil, as instalações do SIN precisam implantar sistemas de proteção, de registro de perturbações, teleproteção e rede de comunicação aplicadas em proteção, conforme descrito nos PR do ONS, especificamente no Submódulo (SM) 2.11. Neste documento, definem-se os requisitos técnicos mínimos e características funcionais destes sistemas, aplicáveis para novas instalações ou nos casos de ampliações, melhorias e reforços (ONS, 2024a).

De forma geral, de acordo com ONS,

4.1.1. Todo componente deve ser protegido localmente por dois sistemas de proteção redundantes e independentes, a saber: proteção principal e proteção alternada. A independência deve ser tanto em hardware (localizados em dispositivos físicos distintos) quanto em software (processados por CPU distintas) (ONS, 2024a, p.6).

Com relação às LTs, de acordo com ONS,

4.2.1.1. Cada terminal da LT deve ter proteção principal e proteção alternada, redundantes e independentes, ambas dotadas de esquemas de teleproteção, as quais devem estar, cada uma delas, compatível ao conjunto de proteção do outro terminal da LT (ONS, 2024a, p.7).

No que tange ao tempo de eliminação de faltas, para todos os componentes do SIN, não pode exceder 70 ms para equipamentos acima de 230 kV e 90 ms para equipamentos de 230 kV, nos casos de defeitos sólidos e sem ocorrência de falha de disjuntor (ONS, 2024a).

O Quadro 1 e o Quadro 2 apresentam os requisitos mínimos para funções e lógicas de proteção de LTs exigidas no SM 2.11, em conjunto com os códigos, descrições e os princípios básicos operativos. Por fim, as LTs devem dispor de esquemas de teleproteção, de religamento automático e registro de perturbações, atendendo essencialmente aos principais requisitos técnicos e características apresentados no Quadro 3.

**Quadro 1 – Requisitos mínimos e princípios operativos das proteções de LTs**

Função	Sufixo	IEEE C37.2-1996	
		Número – Descrição	Princípio Operativo Básico
21	-	21 – Relé de Distância	Opera quando a admitância, impedância ou reatância aumenta ou diminui além do valor predeterminado.
21N	Neutro		
67N	Neutro	67 – Relé de Sobrecorrente Direcional	Opera quando um valor desejado circula em uma direção predeterminado.
67Q	Sequência Negativa		
59	-	59 – Relé de Sobretensão	Opera quando a tensão de entrada supera o valor predeterminado.
68 OSB	<i>Out-of-step Blocking</i>	68 – Relé de Oscilação de potência	Inicia um sinal piloto para bloquear o disparo ( <i>trip</i> ) para faltas externas em linhas de transmissão ou em outro equipamento sob condições predeterminadas, ou coopera com outros dispositivos para bloquear o disparo ( <i>trip</i> ) ou religamento em condição de " <i>out-of-step</i> " ou em oscilação de potência.
68 OST	<i>Out-of-step Tripping</i>		
78 OST	<i>Out-of-step Tripping</i>	78 - Relé de Medição de Fase-Ângulo ou Perda de Sincronismo	Opera para um valor predeterminado de ângulo de fase entre duas tensões, duas correntes, ou duas tensões e correntes.

<b>87L</b>	Linha	87 – Relé de Proteção Diferencial	Opera em um percentual, ângulo de fase, ou outra diferença quantitativa de duas ou mais correntes ou outras grandezas elétricas.
------------	-------	-----------------------------------	--

Fonte: Adaptado de ONS (2024a) e IEEE (1997).

Nota: A proteção 87L e as novas proteções baseadas no domínio do tempo não são obrigatórias e não eliminam a necessidade de implementação das proteções obrigatórias no domínio da frequência.

**Quadro 2 – Lógicas de proteção mínimas para LTs**

Lógica de Proteção	Submódulo 2.11	Princípio Operativo Básico
<i>Stub Bus Protection</i>	Em subestações com arranjo do tipo disjuntor e meio, barra dupla com disjuntor duplo e anel, os sistemas de proteção devem prever lógica de detecção de faltas no trecho de barramento que permanece energizado quando a chave isoladora da respectiva função de transmissão estiver aberta e seus disjuntores fechados.	Condição em que a chave seccionadora do equipamento está aberta, isolando o mesmo, porém, os disjuntores estão fechados, sempre em arranjos com dois disjuntores. Tem por objetivo proteger a região entre os dois disjuntores e a chave seccionadora aberta, sendo ativa apenas diante desta condição operativa.
<i>Loss of Potential (LOP)</i>	Lógica de detecção de perda de potencial para bloqueio de operação e alarme de funções de proteção que dependem de informação de potencial	Condição de medição anormal e/ou sinalização da queda do minidisjuntor do TP, provocando o bloqueio das funções de proteção dependentes de tensão.
<i>Switch on to Fault (SOTF)</i>	Lógica de detecção de faltas que ocorram durante a energização da LT.	Tem como objetivo atuar de maneira muito rápida para energizações (fechamento) sob falta, sejam manuais ou automáticos.
<i>Transient Blocking</i>	Os esquemas de teleproteção permissivos por sobrealcance devem utilizar lógicas de bloqueio temporário para evitar operação incorreta durante a eliminação sequencial de faltas em LT paralelas.	Tem como objetivo bloquear a atuação incorreta da proteção de distância devido a diferença de tempo de abertura dos terminais de uma LT remota.
<i>Echo</i>	Os esquemas de teleproteção permissivos por sobrealcance devem ter lógicas para a devolução de sinal permissivo ( <i>echo</i> ) e de disparo para proteção de terminais com fraca alimentação ( <i>weak infeed</i> ).	Reenvio de informações do terminal local para o remoto, diante de impossibilidade de cálculo de direcionalidade.
<i>Weak Infeed</i>		Tem como objetivo auxiliar na atuação quando um dos terminais apresenta fonte fraca (baixo nível de curto-circuito).

Fonte: Adaptado de ONS (2024a), Labuschagne *et. al.* (2012), Schweitzer (1991) e ONS (2011).

**Quadro 3 – Requisitos mínimos: principais esquemas e registros de LTs**

Esquemas e Registro de LTs	Principais Requisitos	Descrição
<b>Esquemas de Teleproteção</b>	67N e/ou 67Q	Unidade instantânea incorporada ao esquema de teleproteção selecionado.
	POTT	Esquemas permissivos por sobrealcance ( <i>Permissive Overreaching Transfer Trip – POTT</i> ) devem utilizar lógicas de bloqueio durante faltas em LTs paralelas ( <i>transient blocking</i> ), de devolução de sinal ( <i>echo</i> ) e de disparo por alimentação fraca ( <i>weak infeed</i> ), conforme apresentado no Quadro 2.
	TDD	Envio de Transferência Direta de Disparo (TDD) para o terminal remoto em barramentos isolados por gás SF6 e/ou atuação de todas as proteções.
<b>Esquema de Religamento Automático (ERA)</b>	Modo	Deve permitir selecionar os esquemas de forma monopolar, tripolar ou ambos (mono/tri).
	Sincronismo	Deve realizar verificação de sincronismo independentes do comando manual.
	Partida	Deve iniciar apenas com proteções de alta velocidade (21Z1 e esquema de teleproteção) e/ou recepção de TDD de proteções de alta velocidade.
	Bloqueio	Deve bloquear para atuação de proteções de falha de disjuntor e/ou das proteções de reator não manobrável de LT.
<b>Registro de Perturbações</b>	Tempo de Registro	No mínimo 160 ms da pré-falta e 5000 ms da pós-falta.
	Sincronização	O relógio interno deve ser sincronizado por relógio com <i>Global Positioning System</i> (GPS), gerando erro máximo de 1 ms.
	Memória	No mínimo 30 perturbações com duração de 5 s.
	Monitoramento	Grandezas analógicas das tensões e correntes da LT e sinais digitais dos sistemas de proteção principal e alternada da LT.
	Disparo	O registro deve sofrer disparo ( <i>trigger</i> ) quando houve alteração no estado de canal digital, sobrecorrente nas fases ou residual, subtensão nas fases e/ou sobretensão residual.

Fonte: Adaptado de ONS (2024a).

## 2.4 Considerações finais

No que tange a filosofia de proteção, o ONS destaca de forma clara nos PR, a responsabilidade integral da concessionária sobre a implementação, ajustes e garantia da operação correta dos sistemas de proteção, teleproteção e registros de perturbações.

À vista disso, o presente capítulo evidencia a complexidade no processo de implantação de sistemas de proteção eficazes para SIN, aderentes as exigências dos PR, especialmente dos requisitos mínimos do SM 2.11. As etapas de projeto, testes de fábrica e testes em campo criam a validação necessária para a entrada em operação e o ambiente de O&M provoca os estressores para a efetiva validação.

### **3 ANÁLISE E ESTATÍSTICA DE PERTURBAÇÕES NO SIN**

Este capítulo apresenta a revisão bibliográfica sobre o processo de análise e estatística de perturbações no SIN, seguido de uma análise comparativa entre o Brasil e outros países, com objetivo de identificar oportunidades de melhoria.

#### **3.1 Introdução**

Devido às dimensões continentais do país, a diversidade da matriz elétrica e as interligações extensas e críticas entre as sub-regiões, a operação do SIN caracteriza-se como extremamente complexa. Indisponibilidades podem provocar impactos diretamente na segurança e economia do suprimento de energia elétrica do país, tornando as análises destes casos de extrema importância e urgência.

Conceitualmente, as anormalidades do SIN dividem-se em ocorrências e perturbações. As ocorrências originam-se de eventos ou ações que levam o SIN a operar em condições anormais. As perturbações, por sua vez, originam-se de um ou mais desligamentos forçados de componentes, que acarretam em corte de carga, desligamento de outros componentes, danos em equipamentos ou violação de limites operativos (ONS, 2025c). Os desligamentos forçados caracterizam-se como a retirada de serviço de componentes sob condições não programadas, de forma automática ou manual, como resultado de falha ou desligamento de emergência. As causas são variadas, mas os desligamentos forçados ocorrem como forma de evitar riscos às pessoas, ao meio ambiente, aos equipamentos e/ou ao sistema elétrico (ONS, 2013).

A análise de perturbações, pela definição do ONS, caracteriza-se como o processo de investigação das causas e responsáveis pelos distúrbios nos sistemas de geração, transmissão, distribuição e consumo. As ações ocorrem de forma coordenada entre o ONS e os agentes envolvidos, por meio das equipes de operação em tempo real, estudos elétricos e de proteção e controle, englobando as etapas de detecção do defeito, interrupção e recomposição do sistema (ONS, 2025c). Por meio desta rotina de melhoria contínua, validam-se os ajustes das proteções, as medições de tensão e corrente, a operação do disjuntor e as falhas, em muitos casos incipientes, antes de provocarem interrupções severas (Ibrahim, 2012).

À vista disso, evidencia-se a importância do levantamento do estado da arte de análise e estatística de perturbações no SIN, com foco no componente LT, confrontando as metodologias, regulamentação, ferramentas e resultados com os principais operadores e entidades de sistemas elétricos de outros países.

### **3.2 Análise de perturbações no SIN**

O processo de análise de perturbações no SIN inicia imediatamente após o desligamento forçado do componente, com as ações de responsabilidade do ONS e dos agentes envolvidos, executadas em tempo real e em pós-operação, por meio de sistemas computacionais específicos, gerando os insumos necessários para a emissão de relatórios de análise e estatística pelo ONS.

Diante de uma perturbação, o agente de operação deve reportar ao ONS, de forma rápida, as principais informações como os horários de desligamento e religamento, o tipo de desligamento, as proteções atuadas, causa (se disponível), condições do tempo e detalhes sobre o retorno do equipamento. Com isso, o ONS obtém insumos para tomar as providências necessárias em tempo real e emitir os relatórios preliminares (ONS, 2024b).

No prazo de um dia após a perturbação, o agente operador deve transferir os registros de oscilografias do Registrador Digital de Perturbações (RDP) de forma automática ao ONS, por meio do Sistema Integrado para Transmissão, Cadastro, Análise e Visualização de Oscilografias (SPERT). Assim, o ONS obtém acesso para registrar e analisar as oscilografias dos desligamentos forçados (ONS, 2021c, 2021d).

A análise da perturbação inicia pelo agente operador, enviando por meio do Sistema Integrado de Perturbações (SIPER), o relatório com sua análise da perturbação para avaliação do ONS, no prazo de 3 dias úteis, a contar do término da semana operativa<sup>1</sup>. Então, de posse das oscilografias do RDP e da análise do agente, o ONS avalia e emite uma nova versão do relatório, inserindo providências (se necessário). O agente operador realiza a consistência, informando as justificativas

---

<sup>1</sup> Término da semana em análise, período entre segunda e domingo, caso não haja feriados.

quando não concorda, finalizando o processo usualmente em até 8 dias úteis (ONS, 2021a, 2021e).

Nos casos com providências, o ONS disponibiliza a minuta das ações necessárias e do prazo neste processo de consistência do SIPER ou no desenvolvimento de outros relatórios, permitindo a avaliação do mérito e do prazo pelo agente, antes da emissão. Por este motivo, no processo atual, a consistência caracteriza-se como o único momento de negociação entre ONS e agente responsável em condições ordinárias. No caso de situações extraordinárias, o agente pode reaver mérito e prazo, a qualquer momento.

À vista disso, evidencia-se a importância do relatório do SIPER, influenciando nos aspectos técnicos e regulatórios, como providências e apurações técnicas de indisponibilidades, passíveis de penalizações financeiras associadas à indisponibilidade ou por multas previstas no contrato de concessão. Por essa razão, apresentam-se os principais pontos de informação e análise solicitados pelo ONS diante de uma perturbação no SIPER (ONS, 2025d):

- a) Informar a descrição do(s) desligamento(s) que compõe(m) a perturbação, contendo o seu tipo (automático ou manual), origem, causa, tipo de defeito elétrico ou mecânico, fases envolvidas e a localização da falta. No caso de LT, informar a localização em quilômetros, a partir de um terminal de referência;
- b) Informar as proteções atuadas por terminal, inclusive nos casos de tentativa de restabelecimento sem sucesso, com o tempo de eliminação do defeito;
- c) No caso de proteções elétricas, informar as proteções atuadas, indicando quais geraram atuação de relés de bloqueio (se houver);
- d) Informar a causa de atuações acidentais, incorretas e de recusas de atuação de proteção, inclusive nos casos de tentativas de restabelecimento sem sucesso;
- e) Informar sobre o desempenho e a eficácia do ERA da LT, informando a causa em caso de falha ou desempenho insatisfatório;
- f) Informar sobre anormalidades identificadas, bem como as providências tomadas ou em andamento, com foco na recomposição do equipamento;
- g) Enviar a proposta de prazo para conclusão das providências em andamento;
- h) Enviar dados complementares (figuras, gráficos, relatórios, etc.).

Neste sentido, reforça-se a importância da avaliação prévia do agente na sua resposta ao SIPER, certificando-se do atendimento dos pontos supracitados e evitando informações ou dados irrelevantes ou desnecessárias neste processo. O SIPER trata exclusivamente da análise da perturbação, que na maior parte dos casos, conclui-se via texto, sem necessidade de envio de relatório pelo agente.

Ao concluir o processo de análise, o ONS emite o relatório específico de forma pública no ambiente virtual SINtegre. Nos casos com providências associadas, cria-se um novo registro no Sistema de Gestão de Providências (SGP), formalizando as ações e o prazo pactuados na análise da perturbação<sup>2</sup>. A partir disso, o agente operador deve realizar as ações necessárias, informando os avanços, e nos casos com prazo superior a 4 meses, deve encaminhar cronograma específico (ONS, 2021a, 2021e).

De forma análoga ao SIPER, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) acompanha o SGP, tornando o atendimento das providências dentro do prazo, uma obrigação regulatória. E por este motivo, mesmo nos casos de atraso, o agente deve encaminhar informações do andamento de forma mensal ou quando da atualização, mantendo o registro histórico dos avanços disponíveis para eventuais fiscalizações.

O Quadro 4 apresenta o resumo dos submódulos dos PR associados a análise de perturbações no SIN, evidenciando os principais objetivos, as responsabilidades, os prazos e os sistemas computacionais disponibilizados no ambiente virtual SINtegre do ONS. Ao concluir a análise da perturbação de forma conjunta, o ONS emite relatórios específicos de análise e estatísticas das perturbações e desligamentos forçados, a depender do grau de severidade, conforme apresentado no Quadro 5. De forma adicional, o ONS avalia constantemente os dados e sistemas, por meio de diagnósticos, buscando oportunidades de ações preventivas e/ou melhorias, garantindo a execução da melhoria contínua.

---

<sup>2</sup> Os prazos são definidos em cada caso, conforme consenso entre ONS e agente responsável.

Quadro 4 – Resumo do processo de análise de perturbações no SIN

SM	Objetivos	ONS	Agente de Transmissão	Prazos	Sistema
<b>5.13 – RO-AN.BR.04: Informações e Dados sobre Perturbações para elaboração do Informativo de Interrupção de Carga (IPIE) e do Boletim de Interrupção de Carga (BISE)</b>	Obtenção, registro e divulgação de dados e informações sobre perturbações no SIN com interrupção de cargas, para emissão do IPIE e BISE.	Compilar todos os dados e informações junto aos agentes e emitir o IPIE e o BISE.	Informar a equipe de tempo real do ONS os dados e informações gerais da perturbação para o IPIE.	30 min	-
<b>7.10 – Implantação e análise do sistema de registro de perturbações</b>	Implantação e análise do sistema de registro de perturbação.	Coletar, registrar e acompanhar os processos de transferência dos registros de perturbações.	Transferir automaticamente os registros de perturbações ao ONS.	1 dia	SPERT
<b>6.2 – Análise da operação, ocorrências e perturbações e acompanhamento das providências</b>	Processos relativos à análise de ocorrências e perturbações na rede de operação.	Triar, registrar, solicitar, consolidar e analisar em conjunto com os agentes, emitindo os relatórios.	Fornecer dados e informações, realizar análises das perturbações, conforme definido em conjunto com o ONS.	3 e 8 dias úteis <sup>1</sup>	SIPER
		Definir e solicitar as providências com as ações e prazos estabelecidas na etapa de análise.	Executar as ações necessárias para cumprir dentro do prazo com as providências.	A definir, com prazo máximo de 4 meses <sup>2</sup>	SGP

Fonte: Adaptado de ONS (2021a, 2021c, 2021d, 2021e, 2024b).

Quadro 5 – Resumo dos principais relatórios de perturbações do SIN

SM	Relatório	Objetivo	Prazos
<b>RO-AN.BR.04</b>	<b>Informativo de Interrupção de Carga (IPIE)</b>	Divulgar de forma expedita os dados e informações preliminares de perturbações com interrupção de cargas no SIN.	2 h (horário comercial) Dia seguinte (fora do horário comercial)

<b>RO-AN.BR.04</b>	<b>Boletim de Interrupção de Carga (BISE)</b>	Divulgar dados e informações complementares ao IPIE, incluindo o grau de impacto das interrupções de energia (GIE).	2 dias úteis
<b>6.2</b>	<b>Síntese Gerencial das Principais Perturbações Ocorridas no SIN</b>	Apresentar a análise sucinta das principais perturbações da rede de operação na semana operativa.	10 dias úteis <sup>1</sup>
<b>6.3</b>	<b>Relatório de Análise de Perturbação (RAP)</b>	Analisar e investigar as causas das perturbações e determinar as medidas preventivas e corretivas.	Até 50 dias úteis (sob demanda)
<b>6.2</b>	<b>Relatório de Acompanhamento Mensal de Triagem de Ocorrências e Perturbações no Sistema Interligado Nacional</b>	Apresentar as principais perturbações e acompanhar a emissão dos relatórios de análise de ocorrências e perturbações.	7º dia útil (mensal)
<b>6.2</b>	<b>Relatório Mensal de Estatística das Providências (REMEP)</b>	Apresentar o acompanhamento do processo de gestão de providências e de avaliação dos indicadores.	15º dia útil (mensal)
<b>7.10</b>	<b>Relatório de Análise dos Sistemas de Registro para Supervisão de Fenômenos de Curta Duração na Rede Básica</b>	Analisar dos canais analógicos monitorados pelos agentes da Rede Básica em atendimento ao SM 2.11, solicitando providências e plano de ação quando necessários.	Até 60 dias após fevereiro (anual)
<b>6.2</b>	<b>Relatório de Análise Estatística das Perturbações Ocorridas na Rede Básica do SIN</b>	Analisar e acompanhar as perturbações na rede básica ao longo do tempo.	31 de maio (anual)
<b>6.12</b>	<b>Relatório de Análise Estatística de Desligamentos Forçados</b>	Analisar estatisticamente os dados de desligamentos forçados de funções transmissão e geração da rede de operação.	31 de maio (anual)
<b>6.12</b>	<b>Relatório de Análise Estatística do Desempenho dos Sistemas de Proteção e dos Relés de Proteção</b>	Analisar estatisticamente o desempenho dos sistemas de proteção de funções transmissão e geração da rede de operação.	31 de maio (anual)
<b>6.12</b>	<b>Relatório de Análise Estatística do Desempenho dos SEPX</b>	Analisar estatisticamente o desempenho dos SEPX do SIN.	31 de maio (anual)
<b>6.12</b>	<b>Relatório de Análise Estatística do Desempenho dos Esquemas de Religamento Automático (ERAs) das Linhas de Transmissão</b>	Analisar estatisticamente o desempenho e a eficácia dos ERA das LTs da Rede Básica.	31 de maio (anual)

Fonte: Adaptado de ONS (2021a, 2021d, 2021f, 2021g, 2024b).

Nos casos de interrupção de carga igual ou superior a 100 MW com duração igual ou superior a 10 minutos, de forma preliminar e rápida com os dados fornecidos em tempo real, emite-se o Informativo de Interrupção de Carga (IPIE), e após a consistência do percentual de carga afetado junto aos agentes envolvidos no SIPER, emite-se o Boletim de Interrupção de Carga (BISE) (ONS, 2024b). As perturbações apuradas no SIPER constituem de forma semanal a síntese gerencial, de forma mensal o relatório de triagem, e para os casos de grande impacto, o Relatório de Análise de Perturbação (RAP). O SM 6.3 define todos os processos associados a emissão do RAP, pois trata-se de um relatório complexo com envolvimento de todos os agentes do setor elétrico (ONS, 2021a, 2021f). As providências dos agentes no SGP geram o Relatório Mensal de Estatística das Providências (REMEP), permitindo ao ONS apresentar mensalmente para os agentes, a ANEEL e ao Ministério de Minas e Energia (MME), o acompanhamento da gestão e os principais indicadores de cumprimento e pontualidade (ONS, 2021a).

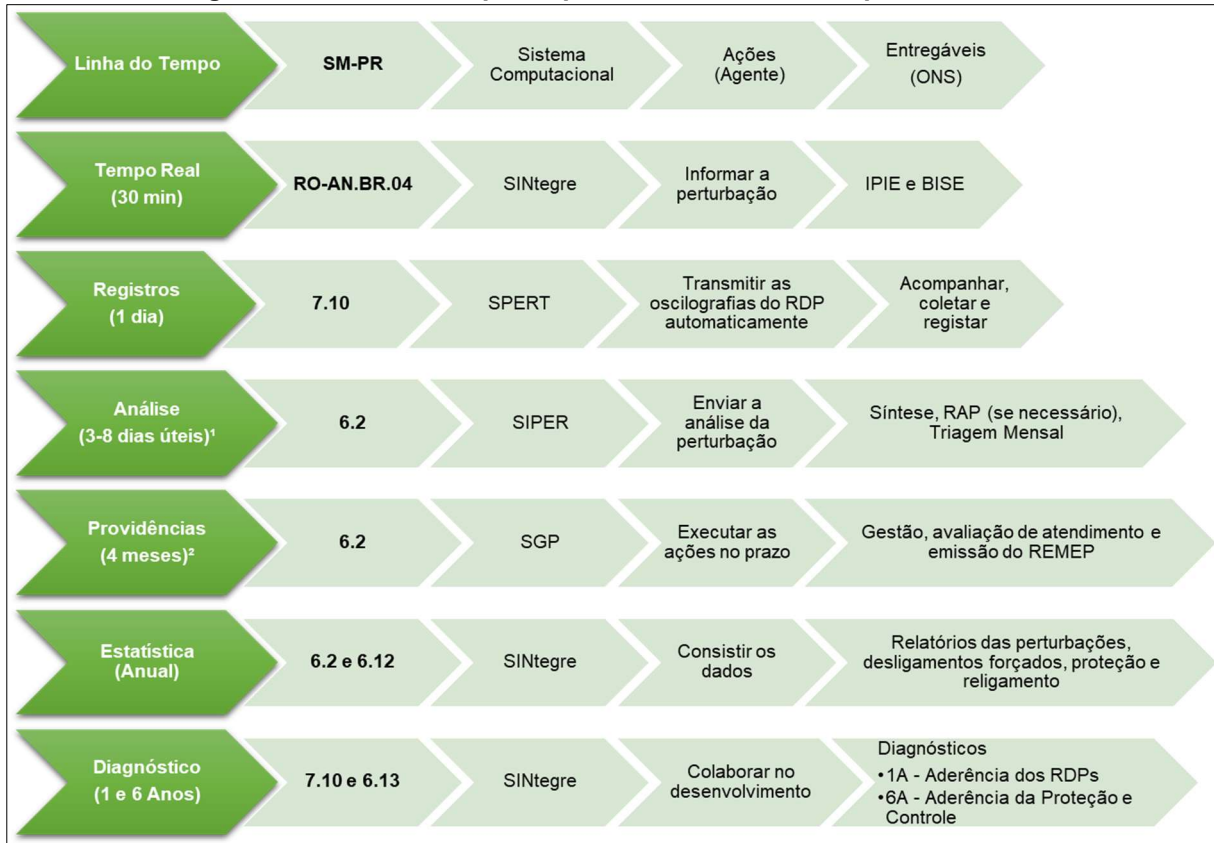
No quesito registros de oscilografias, o ONS analisa anualmente os canais monitorados, avaliando a aderência aos requisitos mínimos do SM 2.11, solicitando providências e planos de ação específicos, por meio do relatório dos sistemas de registro para supervisão de fenômenos de curta duração (ONS, 2021d). Do ponto de vista estatístico, o ONS emite anualmente análises dos dados do ano anterior sobre perturbações, desligamentos forçados, sistemas de proteção, sistemas especiais de proteção (SEPXs) e Esquema de Religamento Automático (ERA), buscando identificar tendências e anormalidades, das quais podem ser realizados planos de prevenção ou melhoria.

De modo complementar, o ONS realiza na periodicidade máxima de 6 anos, o diagnóstico dos sistemas de proteção e controle das instalações da rede básica, avaliando a aderência aos requisitos mínimos do SM 2.11 e às filosofias de proteção, emitindo relatório específico e planos de ação. Na seleção, as instalações com variação significativa de nível de curto-circuito, desempenho estatístico baixo, estudos específicos, solicitações da ANEEL ou MME e/ou associadas à RAPs tornam-se alvos prioritários (ONS, 2020a, 2022).

A Figura 4 apresenta a linha do tempo das principais etapas dos processos associados a análise de perturbações no SIN, destacando o prazo de cada etapa, os

SMs, os sistemas computacionais, as principais ações do agente e os principais entregáveis do ONS.

**Figura 4 – Linha do tempo do processo de análise de perturbações**



Fonte: Adaptado de ONS (2020a, 2021a, 2021b, 2021c, 2021d, 2021e, 2021f, 2021g, 2021h, 2022, 2024b).

No SIN, para os casos de perturbações complexas, o ONS solicita os seguintes dados e informações aos agentes operadores para a elaboração do RAP (ONS, 2021b):

- Componentes desligados: horário, disjuntores, acionamento tripolar ou monopolar;
- Proteções atuadas: IEDs, funções, ajustes e parâmetros atuais, dados dos transformadores de instrumentos e diagramas;
- ERA: ajustes e parâmetros atuais e acionamento habilitado (tripolar ou monopolar);
- SEPX: detalhes da proteção (se aplicável);
- Registros de oscilografia: eventos, grandezas elétricas, sinalizações e detalhes da parametrização (SM 7.10);
- Registro de eventos e de medições adicionais;
- Detalhes da geração e/ou carga interrompidas;

- h) Detalhes do processo de recomposição: horários, eventos, equipamentos e anormalidades;
- i) Informações das providências tomadas e em andamento;
- j) Quaisquer dados adicionais necessários para a análise da perturbação.

Para disponibilizar os dados e informações, o agente operador deve possuir sistemas de proteção, controle, supervisão e registro de perturbações com tecnologia apropriada e alta disponibilidade, aliado a equipes de O&M disponíveis 24/7, de forma a permitir as seguintes ações (Ibrahim, 2012):

- a) Coletar e analisar os registros de oscilografia dos IEDs e RDPs em formato COMTRADE;
- b) Coletar e analisar os registros de sequência de eventos dos IEDs;
- c) Coletar e analisar os registros de informações e horários da operação;
- d) Reunir as informações e histórico da inspeção e ações tomadas no relatório da equipe de campo;
- e) Coletar e analisar os registros de alarmes, eventos, configurações do sistema, manobras e medições do SCADA.

A partir disso, o ONS solicita uma análise conjunta de proteção e controle com o agente operador, buscando evidenciar os seguintes aspectos (ONS, 2021b):

- a) Causa e origem da perturbação;
- b) Sequência cronológica;
- c) Interpretação de todos os dados;
- d) Avaliação de desempenho das proteções, SEPX, ERA e controle;
- e) Avaliação de danos em componentes;
- f) Avaliação de problemas elétricos e eletromecânicos;
- g) Determinação de necessidade de providências adicionais.

Neste contexto, o agente operador deve ter à disposição no mínimo uma equipe especializada com acesso as seguintes ferramentas e documentos, para desenvolver as análises de perturbações em conjunto com o ONS (Ibrahim, 2012):

- a) Relatório da análise em tempo real com as informações da perturbação;
- b) Relatório da equipe de manutenção local com o detalhamento das inspeções e ações tomadas;
- c) *Software* de leitura de oscilografias em COMTRADE (IEEE/IEC C37.111-2013);
- d) *Software* de leitura dos registros de alarmes e eventos do SCADA;
- e) Diagramas unifilares, funcionais e lógicos;
- f) Estudos de curto-circuito, de proteção e seletividade;
- g) Procedimentos operacionais;

- h) *Software* de acesso e arquivo de configuração dos IEDs de proteção e controle.

Nos casos específicos de alta complexidade, há necessidade de realizar testes e validações em equipamentos e sistemas. Assim, destaca-se o estado da arte em ferramentas de testes de sistemas de proteção e controle:

- a) Reavaliação de estudos de curto-circuito, proteção e seletividade por meio de simulação;
- b) Malas de testes com *softwares* embarcados para testes automáticos nos IEDs e/ou equipamentos primários (OMICRON, 2025; CONPROVE, 2025);
- c) Testes com gêmeos digitais por meio de simulação computacional (Pereira *et al.*, 2024);
- d) Testes com *hardware-in-the-loop* (HIL) por meio de *real time digital simulator* (RTDS) (Schweitzer, 2019).

Diante disso, evidencia-se o processo completo de análise de perturbações do SIN, bem como as principais ferramentas utilizadas pelos agentes operadores para emissão de relatórios, investigações, correções e melhorias nos sistemas de proteção e controle de LTs.

### **3.3 Metodologia de classificação estatística do ONS**

Ao concluir o processo de análise de perturbações, inicia-se o processo de classificação estatística, com objetivo de estabelecer critérios de conversão dos relatórios descritivos para códigos preestabelecidos, padronizando e unificando em todos os agentes do SIN. Com isso, agrega-se os dados e avalia-se estatisticamente as perturbações, os desligamentos forçados, as atuações de proteção, os ERAs e os SEPXs, buscando diagnosticar anormalidades e definir providências necessárias para correção e/ou melhoria (ONS, 2013, 2021h).

A metodologia de classificação estatística iniciou o desenvolvimento em abril de 1979, sob responsabilidade do Grupo de Trabalho de Proteção (GTP) – Subcomitê de Estudos Elétricos – Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI). Na revisão de 1982, disponível para consulta, verifica-se a definição dos principais conceitos, formato de classificação e códigos para desligamentos forçados de LTs e equipamentos em geral (ONS, 2013; GCOI, 1982a, 1982b). Ao comparar as

revisões de 1982 e 2013, verifica-se que os códigos disponibilizados atualmente no SIPER iniciaram o desenvolvimento na primeira versão da metodologia, justamente com o objetivo de aplicar em sistema computacional responsável por reunir dos dados catalogados mensalmente de forma manual pelos agentes. Além disso, a revisão de 1982, conceitua explicitamente como primordial na avaliação de desempenho de sistemas de proteção, a análise do atendimento dos critérios de confiabilidade, rapidez, seletividade, economia e simplicidade (ONS, 2013; GCOI, 1982a).

Atualmente, o SM 6.12 define o processo de análise estatística nas etapas de classificação pelo ONS, consistência dos agentes operadores, tratamentos de discordância e emissão dos relatórios anuais pelo ONS. As interações entre os agentes operadores e ONS ocorre no SIPER, iniciando ao término do processo de análise da perturbação (ONS, 2021g).

A metodologia de classificação estatística do ONS apresenta uma gama importante de critérios com uma grande quantidade de opções de códigos classificadores, aderentes com a realidade do SIN. No entanto, para fins de compreensão pode-se dividir na classificação do desligamento forçado, do sistema de proteção e do religamento automático, conforme apresentado no Quadro 6.

**Quadro 6 – Resumo dos critérios e classificadores estatísticos**

Classificação Estatística	Principais Critérios	Classificadores
<b>Desligamento Forçado e Tentativa de Restabelecimento</b>	Tipo de Desligamento	Automático Manual Conveniência Operativa Fictício
	Origem da Causa	Interna Secundária Externa Operacional
	Localização	Códigos de Classificação Estatística do ONS
	Causa do Desligamento	
	Natureza Elétrica	
	Natureza da Causa	Fugitiva Permanente
	Tipo de Restabelecimento	Automático Manual Indisponível Conveniência Operativa
Localização da Falta	Localização em km Terminal de Referência	

<b>Sistema de Proteção</b>	Tipo de Proteção	Relé (com Modelo – se possível) Intrínseca Externa Especial
	Tipo de Atuação	Correta Incorreta Recusa de Atuação Acidental
	Causas de Atuação de Proteção	Códigos de Classificação Estatística do NOS
	Atuação Global (Terminais A e B)	<b>Correta:</b> correta nos dois terminais; <b>Incorreta:</b> ao menos incorreta em um terminal; <b>Acidental:</b> ao menos uma acidental, sem atuação incorreta; <b>Recusa:</b> ao menos uma recusa, sem atuação acidental ou recusa.
	Funções Especiais	DPC – Desligamento por Configuração; DFM – Desligamento Forçado Manual; NEP – Não Existe Proteção; SOR – Sem Operar Relé; DNA – Disjuntor Não Abriu; SIST – Sistema de Proteção.
	Atuação de SEPX	Condições Anormais de Operação Ocorrência em Outro Componente da Empresa Perturbação em Outra Empresa Interligada
<b>Religamento Automático</b>	Desempenho	Atuação Correta Atuação Incorreta Recusa de Atuação Não Solicitação do ERA
	Causas de Atuação de Religamento (idem Proteção)	Códigos de Classificação Estatística do NOS
	Atuação Global (Terminais A e B)	<b>Correta:</b> correta nos dois terminais; <b>Incorreta:</b> ao menos incorreta em um terminal; <b>Acidental:</b> ao menos uma acidental, sem atuação incorreta; <b>Recusa:</b> ao menos uma recusa, sem atuação acidental ou recusa.
	Eficácia	Atuação Satisfatória Atuação Insatisfatória Falha
	Bloqueio por Restrições Operativas ou Sistêmicas	Sim Não

Fonte: Adaptado de ONS (2013).

Adicionalmente, ressalta-se o fato de a metodologia de classificação estatística do ONS dispor apenas do documento textual, sendo então desenvolvido

um fluxograma com os principais conceitos e interconexão entre os critérios e os classificadores disponíveis do SIPER, conforme apresentado no APÊNDICE A – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA DE CLASSIFICAÇÃO ESTATÍSTICA DO ONS.

Ao concluir o processo de classificação estatística juntos aos agentes, o ONS emite anualmente os relatórios de análise estatística. Neste caso, sob a ótica de LTs, destacam-se os relatórios de desligamentos forçados, de sistemas e relés de proteção e de religamento automático, nos quais avaliam-se os indicadores apresentados no Quadro 7.

**Quadro 7 – Principais indicadores estatísticos de LTs**

Relatório	Análise	Indicador	Definição
<b>Desligamentos Forçados</b>	Desempenho	Duração Média de Desligamento Forçado das Funções Transmissão e Geração ( <b>DMDF</b> )	Duração média dos desligamentos forçados.
		Frequência de Desligamentos Forçados das Funções Transmissão e Geração ( <b>FDF</b> )	Frequência de desligamento forçado.
		Taxa de Desligamento Forçado das Funções Transmissão – Linha de Transmissão ( <b>TDFLT</b> )	Incidência de desligamentos forçados nas horas de serviço.
<b>Sistemas de Proteção</b>	Desempenho	Sistemas de Proteção – Atuações Corretas ( <b>SPAC</b> )	Percentual de atuações corretas do sistema de proteção.
		Sistemas de Proteção – Atuações Incorretas ( <b>SPAI</b> )	Percentual de atuações incorretas do sistema de proteção.
		Sistemas de Proteção – Recusas de Atuação ( <b>SPRA</b> )	Percentual de recusas de atuação do sistema de proteção.
		Sistemas de Proteção – Atuações Acidentais ( <b>SPAA</b> )	Relação entre o número de atuações acidentais e o número total dos sistemas de proteção.
<b>Religamento Automático</b>	Desempenho	ERA – Atuações Corretas ( <b>ERAAC</b> )	Percentual de atuações corretas do esquema de religamento automático.
		ERA – Atuações Incorretas ( <b>ERAIA</b> )	Percentual de atuações incorretas do esquema de religamento automático.
		ERA – Recusas de Atuação ( <b>ERARA</b> )	Percentual de recusas de atuação do esquema de religamento automático.
	Eficácia	ERA – Religamentos Satisfatórios ( <b>ERARS</b> )	Percentual de religamentos automáticos satisfatórios da LT.

		ERA – Religamentos Insatisfatórios ( <b>ERARI</b> )	Percentual de religamentos automáticos não satisfatórios da LT.
		ERA – Falhas de Religamento ( <b>ERAFR</b> )	Percentual de falhas de religamento da LT.

Fonte: Adaptado de ONS (2020b, 2020c).

Com relação a valores de referência, o ONS dispõe apenas para os indicadores de sistemas de proteção, conforme definido no SM 6.12 e apresentado no Quadro 8. Nos casos de violação destes limites, o ONS analisa detalhadamente o caso em conjunto com o agente de operação, diagnosticando as anormalidades e estabelecendo as providências necessárias (ONS, 2021h).

**Quadro 8 – Referência de desempenho satisfatório da proteção**

Índice	Sistema de Proteção de LTs
Atuações Corretas	Superior a 95% das solicitações totais
Atuações Incorretas	Inferior a 4,5% das solicitações totais
Recusas de Atuação	Inferior a 0,5% das solicitações totais
Atuações Sem Dados	Inferior a 0,5% das solicitações totais
Atuações Acidentais	Inferior a 0,1 atuação acidental por sistema de proteção por ano

Fonte: Adaptado de ONS (2021h).

Nos relatórios de 2024, o ONS apresentou os resultados dos principais indicadores de desligamentos forçados, sistemas de proteção e ERA de LTs, conforme síntese dos últimos cinco anos apresentada na Tabela 2.

**Tabela 2 – Principais resultados estatísticos de 2020 a 2024 do SIN para LTs**

Indicador	2020	2021	2022	2023	2024	Média
<b>DMDFF (h)</b>	0,565	0,425	0,555	0,408	<b>1,600</b>	0,711
<b>FDFD (desl./100 h)</b>	35,753	35,194	30,708	39,441	<b>42,329</b>	36,685
<b>TDFFLT (desl./100 km/ano) Origem Interna</b>	1,699	1,640	1,286	1,535	<b>1,686</b>	1,569
<b>SPAC</b>	97,6%	97,6%	96,8%	97,3%	<b>97,2%</b>	97,3%
<b>SPAI</b>	2,1%	2,1%	2,9%	2,5%	<b>2,6%</b>	2,4%
<b>SPRA</b>	0,3%	0,3%	0,4%	0,2%	<b>0,3%</b>	0,3%
<b>SPAA (por SP)</b>	0,104	0,086	0,088	0,088	<b>0,091</b>	0,091

<b>ERAAC</b>	93,5%	92,5%	92,5%	92,8%	<b>91,7%</b>	92,6%
<b>ERAAI</b>	0,5%	0,6%	0,6%	0,7%	<b>1,0%</b>	0,7%
<b>ERARA</b>	6,1%	6,9%	6,9%	6,5%	<b>7,3%</b>	6,7%
<b>ERARS</b>	93,5%	92,5%	92,5%	92,8%	<b>83,2%</b>	90,9%
<b>ERARI</b>	0,5%	0,6%	0,6%	0,7%	<b>10,6%</b>	2,6%
<b>ERAFR</b>	6,1%	6,9%	6,9%	6,5%	<b>6,2%</b>	6,5%

Fonte: Adaptado de ONS (2025e, 2025f, 2025g).

A partir destes resultados, as principais constatações do ONS para desligamentos forçados, sistemas de proteção e religamento automático de LTs no ano de 2024 foram as seguintes (ONS, 2025e, 2025f, 2025g):

- a) A frequência de desligamentos forçados de origem interna foi a maior dos últimos 10 anos, representando 79%, por consequência dos casos elevados de queimadas;
- b) Os desligamentos forçados causados por descargas atmosféricas, queimadas, indeterminadas, ventos fortes, pássaro curicaca e vegetação, representaram 91% dos casos de origem interna;
- c) Os curtos-circuitos internos representaram 74,4% dos casos de origem interna e as causas humanas 51,5% dos casos de origem secundária;
- d) O desempenho dos sistemas de proteção de LTs está dentro dos níveis de referência do SM 6.12;
- e) O grupo de causas humanas representaram 67,6% das atuações incorretas dos sistemas de proteção, com destaque para os erros de ajustes (cálculo) ou erro de configuração de lógica (implementação);
- f) O grupo de causas humanas representaram 45,5% das atuações acidentais dos sistemas de proteção, com destaque para os casos que ocorreram durante intervenções, responsáveis por 57,1% do total deste grupo;
- g) Os ERAs apresentaram redução nas atuações corretas e aumento nas atuações incorretas, com menor índice de corretas nos últimos 5 anos. As recusas aumentaram, especialmente causadas por falhas humanas;
- h) Os indicadores de eficácia dos ERAs apontaram o menor valor nos últimos 5 anos. Com relação as falhas nos ERAs, identificou-se redução que provocou o segundo melhor resultado de 2020 a 2024.

Isto posto, destaca-se a importância e a maturidade da classificação estatística do SIN, evidenciando a relevância na utilização da metodologia, dos indicadores e o acompanhamento contínuo do desempenho de seus equipamentos nos relatórios estatísticos.

### **3.4 Análise comparativa entre Brasil e outros países**

A metodologia de análise e estatística de perturbações do Brasil iniciou na década de 1980, evoluindo significativamente desde então, especialmente nas ferramentas de aplicação, permitindo uma maior e mais rápida interação entre o ONS e os agente operadores. Assim, criando facilidades no monitoramento em tempo real, análise de pós-operação e melhoria contínua através da dados estatísticos do SIN.

O SIN destaca-se mundialmente pela extensão continental, aliado com a ampla matriz renovável, criando desafios complexos e específicos na operação. Por este motivo, realiza-se uma análise comparativa com os principais órgãos de regulação e operação, buscando identificar as principais diferenças, semelhanças e gerando aprendizados de práticas bem sucedidas nestes sistemas elétricos.

Nos operadores dos sistemas elétricos da África do Sul (Eskom), Bélgica (Elia Group), Dinamarca (ENERGINET) e Finlândia (FINGRID) não foram encontrados documentos e informações públicas sobre análise de perturbações. Na Austrália, nos Estados Unidos da América (EUA) e Europa, a regulação, metodologia e indicadores foram identificados, permitindo a análise comparativa com o ONS.

Na Austrália, as principais entidades do setor de energia (eletricidade e gás) dividem-se em regulação (*Australian Energy Regulator – AER*), operação (*Australian Energy Market Operator – AEMO*) e mercado (*Australian Energy Market Commission – AEMC*). As principais documentações encontradas de forma pública, apresentam as regras da AEMC e os principais indicadores anuais, nos quais em 2024, a rede de transmissão com cerca de 44 mil km ( $\approx 25\%$  do SIN), sofreu cerca de 10 eventos com corte de carga, com duração média de 235 min (AER, 2025a, 2025b).

Nos EUA, as principais entidades do setor de energia (eletricidade, gás e óleo) dividem-se em regulação (*Federal Energy Regulatory Commission – FERC*), organização de confiabilidades elétrica (*North American Electric Reliability*

*Corporation* – NERC) e operação por meio de regionais (*Regional Transmission Organizations* – RTOs). A NERC atua sobre consumidores, proprietários e operadores do sistema elétrico, totalizando cerca de 400 milhões de pessoas, uma rede de transmissão com cerca de 848 mil km ( $\approx 482\%$  do SIN), com apenas uma perturbação com cortes de carga significativo (0,1 GW) em 2024 (NERC, 2025a, 2025b).

Na Europa, a associação dos operadores dos sistemas de transmissão (*European Network of Transmission System Operator for Electricity* – ENTSO-E), caracteriza-se como responsável pela coordenação técnica e estratégica do setor no continente europeu, com os países aplicando as diretrizes por meio de governanças independentes. A ENTSO-E contempla 40 operadores de 36 países, com cerca de 547 mil km ( $\approx 310\%$  do SIN), com uma perturbação com corte de carga significativo em 2024 (ENTSO-E, 2025a, 2025b, 2025c).

À vista disso, como a análise e estatística de perturbações passa por etapas primordiais de coleta de dados e informações, análise de desempenho e causas, classificação estatística e planos de ação, aplicam-se estes pilares na comparação. O Quadro 9 apresenta um resumo do comparativo regulatório e processual entre as entidades internacionais de três continentes com o ONS no SIN.

Na Austrália, a análise da documentação permite identificar um foco extremo na segurança operacional e no desempenho dinâmico, por meio de critérios bem definidos de impacto no mercado. A AEMO analisa todas as anormalidades, com ou sem perturbações, reavaliando os riscos e tomando ações de imediato. Nos casos complexos, a AEMO foca da análise de desempenho dinâmico, especialmente nos recursos energéticos distribuídos, realizando simulações e recomendando ações para evitar recorrência.

**Quadro 9 – Comparativo regulatório e processual da análise de perturbações**

Metodologia	ONS (Brasil)	AEMC-AEMO (Austrália)	NERC (EUA)	ENTSO-E (Europa)
<b>Documentos</b>	<p>ONS - RO-NA.BR04  ONS - SM 7.10  ONS - SM 6.2  ONS - SM 6.3  ONS - SM 6.12  ONS - Metodologia de Classificação Estatística</p>	<p>AEMC - <i>National Electricity Rules</i>  AEMO - <i>Power System Security Guidelines (SO_OP-3715)</i>  AEMO - <i>Technical Integration of Distributed Energy Resources</i></p>	<p>PRC-002-5 - <i>Disturbance Monitoring and Reporting Requirements</i>  PRC-004-6 - <i>Protection System Misoperation Identification and Correction Event Analysis Process Cause Analysis Methods for NERC, Regional Entities, and Registered Entities</i></p>	<p><i>Commission Regulation (EU) 2017/1485</i>  <i>ENTSO-E Grid Disturbance Definitions for the Power System above 100 kV Incident Classification Scale Methodology</i>  <i>System protection behavior and settings during system disturbances (Review Report)</i>  <i>Best Protection Practices for HV and EHV AC-Transmission Systems of ENTSO-E Electrical Grids</i></p>
<b>Dados e Informações</b>	<p>Registro de Sequencial de Eventos e Medições  Oscilografias  Relatórios</p>	<p>Registro de Sequencial de Eventos e Medições  Oscilografias  Modelos de simulação  Relatórios</p>	<p>Registro de Sequencial de Eventos e Medições  Oscilografias  Relatórios</p>	<p>Registro de Sequencial de Eventos e Medições  Oscilografias  Relatórios</p>
<b>Análise de Desempenho e Causas</b>	<p>A análise preliminar define se houve uma perturbação crítica ou não crítica, seguindo com uma análise complexa em casos de corte de carga.  Independente da criticidade, o ONS e o agente identificam eventuais ações necessárias, gerando providências a serem tomadas pelo agente.</p>	<p>Emitem em 2 horas um sumário de desligamentos importantes. Nos casos críticos, especialmente envolvendo controle de geração e carga, emitem uma análise completa, focada no desempenho dinâmico. As recomendações buscam a segurança operativa.</p>	<p>A análise preliminar define se houve um comportamento inesperado, do qual será necessária uma análise detalhada do evento.  No caso de necessidade, a análise das causas deve ocorrer por meio da aplicação das diversas ferramentas disponibilizadas de causa raiz (5 porquês) e de análise das causas (árvore de falhas, causa e efeito, etc.), gerando relatórios dos eventos e das lições aprendidas.</p>	<p>Responsabilidade dos operadores dos sistemas de transmissão, realizando de forma conjunta com o ENTSO-E e demais envolvidos em casos de grande porte.  Há documentos com orientações e boas práticas de análise para serem usados como referências.</p>

<b>Classificação Estatística</b>	As causas dos desligamentos, análises de desempenho e impacto das perturbações devem ser realizadas conforme as metodologias definidas.	Há classificação geral entre eventos relevantes e irrelevantes, seguidos da avaliação de risco operacional. Não foram encontrados métodos de classificação de causa e desempenho.	As causas dos desligamentos devem ser classificadas por meio dos códigos padronizados e seguindo a metodologia de causa raiz e análise de causas, com um manual tipificando cada causa. Atuações não corretas da proteção ( <i>Misoperation Information Data Analysis System - MIDAS</i> ) são avaliadas e classificadas aplicando critério de impacto.	As causas dos desligamentos, análises de desempenho e impacto das perturbações devem ser realizadas conforme as metodologias definidas.
<b>Plano de Ação</b>	As ações são pactuadas entre ONS e agentes, sendo monitoradas pelo SGP.	As recomendações dos relatórios definem as ações necessárias para cada anormalidade.	Plano de ação Corretivo ( <i>Corrective Action Plan - CAP</i> ) com lições aprendidas, gerando ciclo de melhoria contínua.	Responsabilidade dos operadores dos sistemas de transmissão, realizando de forma conjunta entre si ou com o ENTSO-E em casos de grande porte.
<b>Prazos</b>	Os prazos de análise ocorrem entre 3 e 8 dias úteis. As ações corretivas com prazo máximo de 120 dias, exceto caso de alta complexidade (prazo a definir).	Os relatórios de eventos são emitidos sob demanda e os anuais compilam e avaliam as ações necessárias. Não foram encontrados prazos explícitos e responsabilidades.	As entregas ocorrem no período de 10 a 90 dias úteis, a depender da severidade do evento.	A norma não define os prazos, apenas usa termos de qualitativos para indicar rapidez (quando necessário).

Fonte: Adaptado de ONS (2013, 2021a, 2021b, 2021c, 2021d, 2021e, 2021f, 2021g, 2021h, 2024b), AEMC (2025), AEMO (2019, 2024), NERC (2011, 2020, 2024, 2025c), EU (2021) e ENTSO-E (2018a, 2018b, 2019, 2021).

Nos EUA, a NERC caracteriza-se como uma entidade técnica de fiscalização, com foco na confiabilidade e segurança operativa. Por isso, definem detalhadamente as metodologias e critérios, especialmente nos processos de análises de causas, impactos e lições aprendidas. Não há menções sobre mercado, os objetivos evidenciam a busca em compreender tecnicamente as perturbações, classificar e tomar as ações adequadas, gerando um processo claro de melhoria contínua.

Na Europa, a ENTSO-E reúne um conglomerado de países, sendo uma entidade focada em criar diretrizes e regras para a garantia da segurança e coordenação entre os operadores, por meio de definições, conceitos técnicos, metodologias e boas práticas. De forma independente, os operadores realizam a implementação nos sistemas elétricos sob sua coordenação, realizando interface com os demais operadores e a ENTSO-E em eventos de grande porte.

A comparação dos pilares regulatórios de análise e estatística de perturbações permite inferir as seguintes conclusões e recomendações ao ONS, com base nas ações feitas especialmente por sistemas elétricos maiores que o SIN:

- a) Na documentação, o SIN apresenta regulação específica e clara no que tange a processos, responsabilidades e prazos, com orientações bem definidas em praticamente todas as etapas, exceto nas análises de causas;
- b) Nos dados e informações, o SIN apresenta superioridade em relação ao monitoramento do sequencial de eventos e medições, aliado com o envio automático das oscilografias. Neste aspecto, a integração entre agentes e ONS demonstra-se muito eficaz na agilidade de análises, refletindo no menor tempo para a análise preliminar no SIN;
- c) Na análise de desempenho e causas, o SIN apresenta superioridade na integração em sistema computacional, pois apenas a Austrália demonstra integração com os agentes, os demais solicitam envios por formulários e transferência de dados. Neste aspecto, o SIN deve avaliar a implementação de metodologia específica para análise de causas e lições aprendidas, utilizando como referência a NERC, evitando a superficialidade nas causas e aprimorando continuamente o sistema elétrico;
- d) Na classificação estatística, o SIN apresenta desempenho dentro da prática de codificação, verificada na NERC e ENTSO-E. No entanto, o SIN deve avaliar a implementação de ferramentas de critério de impacto, aprimorando a definição de urgência nas ações a serem

tomadas pelos agentes e evidenciando os riscos operacionais associados, conforme metodologias da NERC e da AEMO;

- e) No plano de ação e prazos, o SIN apresenta prática aderente, com agilidade nas análises e nas ações corretivas, mas uma melhoria na análise de causas, impacta positivamente na efetividade destas ações e no aprendizado do sistema elétrico em todas as etapas, inclusive de projeto e implantação.

No quesito desempenho, efetuou-se uma análise dos principais indicadores de perturbações e proteção das entidades selecionadas. No entanto, os relatórios encontrados não permitiram um comparativo com alta precisão, pois boa parte dos resultados apresentados possuem filtros e/ou análises específicas de interesse de cada entidade. Com relação a janela temporal, os relatórios atuais avaliam o ano de 2024 com históricos de 2020 a 2024, sendo considerado o ano de 2020 em todas as análises por não apresentar variação superior a 10% em relação aos demais anos, mesmo sendo um ano atípico pelas restrições impostas pela pandemia da COVID-19. Por estes motivos, as avaliações representam apenas a perspectiva de tendência.

Na performance de perturbações, a avaliação consistiu nos principais indicadores envolvendo frequência e duração de cortes de carga de todo o sistema de transmissão, seguido da análise específica da LTs na frequência de desligamentos a cada 100 km e as principais causas internas, conforme apresentado na Tabela 3. Os indicadores apontam o SIN com um sistema elétrico em desenvolvimento, especialmente frente aos resultados do EUA e Europa, com frequência elevada de eventos com corte de carga, tempo médio de interrupção moderado e com alto índice de desligamentos a cada 100 km. Nas causas internas, os fenômenos climáticos e ambientais estão sempre entre os principais em todos os países. As estatísticas de perturbações e desligamentos forçados do SIN, demonstram o controle e método bem definido, aliado com acesso pleno aos dados dos agentes, pois há uma análise completa do universo estatístico, diferente dos demais países.

**Tabela 3 – Comparativo dos principais indicadores de perturbações**

Indicadores	ONS (Brasil)	AER (Austrália)	NERC (EUA)	ENTSO-E (Europa)
Ano	2024	2024	2024	2024
Extensão Aproximada (mil km)	176,03	44	847,86	522,34
Eventos com Corte de Carga	259 (< 100 MW) 61 (≥ 100 MW) 3 (0,5-1 GW)	10	6 (86 MW em média) 1 (100 MW)	163 (≤ 50% da carga) 1 (> 50% da carga)
Duração Média da Interrupção (min)	32,59	235	Não Encontrado	> 3 min <sup>(a)</sup>
Desligamentos de LT por 100 km	1,686	-	0,11 <sup>(b)</sup>	0,35
Principais Causas Internas	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Queimadas</li> <li>• Descarga Atmosférica</li> <li>• Indeterminada</li> </ul>	-	Grandes Eventos <sup>(c)</sup> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tempestades (inverno e trovoadas)</li> <li>• Tornado</li> <li>• Furacão</li> <li>• Ciclone extratropical</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Equipamento Técnico</li> <li>• Causas Ambientais</li> <li>• Indeterminada</li> </ul>

Fonte: Adaptado de ONS (2025e, 2025h), AER (2025a), NERC (2025b), ENTSO-E (2025c).

Nota: **(a)** Os cortes de carga são contabilizados por ultrapassarem os limites de 100 MW por 3 min; **(b)** A NERC considera neste índice apenas falhas internas; **(c)** Não foram encontrados os dados do universo estatístico de desligamentos, apenas as principais causas dos grandes eventos climáticos.

Na performance da proteção, apenas os dados detalhados da NERC foram encontrados, cuja comparação direta com o ONS não foi possível pela distinção do universo de dados considerado e as nomenclaturas das causas que seguem premissas diferentes nos procedimentos de classificação estatística. Diante disso, a análise geral apresentada na Tabela 4 foca no histórico dos casos de desempenho insatisfatório (atuações incorretas e acidentais) nos dois países nos últimos 5 anos. Ao avaliar, os resultados indicam desempenho médio similar, causas associadas aos relés dentre as principais, mas no Brasil o índice de grupo de causas humanas representa cerca de 51%, contra cerca de 34% nos EUA.

**Tabela 4 – Comparativo dos principais indicadores de proteção**

Sistemas de Proteção	ONS (Brasil)	NERC (EUA)
<b>Média</b>	2020-2024	2020-2024
<b>Não Corretas</b>	<b>6,74%</b>	<b>6,29%</b>
<b>Principais Causas</b>	Humanas (51,1%) Relés AC-DC-Medicação (15,9%) Relés (12,8%) Gerais (8,3%)	Ajustes Incorretos (23,4%) Falha/Mau Funcionamento do Relé (16,8%) Sistema CA (11,0%) Erro Humano (10,2%) Falhas de comunicação (9,4%) Outros (9,4%)

Fonte: Adaptado de ONS (2025f) e NERC (2025b).

Nota: Os dados da NERC contemplam toda a transmissão e do ONS apenas LTs.

### 3.5 Considerações finais

A análise de perturbações no ambiente de O&M permite o desenvolvimento de melhoria contínua para componentes em operação e para as novas instalações, por meio dos aprendizados gerados em cada caso. As análises, investigações e testes realizados em ferramentas atuais extremamente avançadas, permitem identificar ações necessárias nos estudos, projetos, *hardwares* e *softwares*.

Do ponto de vista regulatório, o agente operador deve possuir equipamentos, equipes e ferramentas mínimas para desenvolver análises de perturbações junto ao ONS, com prazos relativamente curtos para análise, investigação e execução das ações. Por consequência, os procedimentos internos do agente operador devem ser bem definidos.

No comparativo com Austrália, EUA e Europa, o Brasil demonstra práticas aderentes, com uma ótima transparência nos métodos, processo e dados. Os índices de desligamentos forçados a cada 100 km e as atuações não corretas dos sistemas de proteção por causas humanas estão elevadas, caracterizando a importância da implementação de práticas de análise de causa raiz, de planos de ação focados em melhoria contínua e de metas baseadas em resultados internacionais. Na NERC, a metodologia de análise de causas dispõe de diversas ferramentas, focando especialmente nos cinco porquês e aplicando uma regra geral: no caso de chegar a

uma causa humana ou de equipamento, deve-se prosseguir para o próximo porquê, chegando a verdadeira causa raiz.

Portanto, a análise e estatística de perturbações gera os aprendizados necessários para a evolução do SIN, caracterizando como primordial o desenvolvimento de procedimentos operacionais ágeis e eficazes pelos agentes operadores.

## **4 DESENVOLVIMENTO DO PROCEDIMENTO OPERACIONAL PADRÃO DE ANÁLISE PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO NO SIN**

Este capítulo apresenta o procedimento operacional padrão de análise de perturbações em LTs no SIN proposto por este trabalho, descrevendo o desenvolvimento das ferramentas de aplicação e das métricas de desempenho.

### **4.1 Introdução**

A complexa rotina dos profissionais responsáveis pela análise de perturbações exige a atuação ágil e eficaz, identificando anormalidades e melhorias, propondo e implantando soluções, dentro de prazos curtos, e muitas vezes, com equipes enxutas. A partir do momento da ocorrência, as concessionárias têm prazo máximo de 4 meses para concluir ações corretivas e informar no SGP. Nos casos de excepcionais, o agente deve enviar um cronograma completo, demonstrando tecnicamente os motivos da necessidade do aumento no período para conclusão das ações (ONS, 2021a).

Nessa rotina, uma série de atividades devem ser executadas pelo agente operador sob a condução da equipe de análise de perturbações, conforme detalhado no Capítulo 3, das quais destacam-se as seguintes:

- a) Análise preliminar da perturbação em tempo real;
- b) Análise detalhada da perturbação em pós-operação;
- c) Identificação de anormalidades e/ou melhorias;
- d) Proposição e execução de ações paliativas imediatas;
- e) Análise de causa raiz;
- f) Proposição de plano de ação;
- g) Análise técnica da perturbação junto ao ONS no SIPER;
- h) Definição técnica de soluções;
- i) Implantação das soluções em campo;
- j) Monitoramento da efetividade das soluções;
- k) Emissão de relatórios técnicos;
- l) Discussão técnica e validação das soluções junto ao ONS no SGP.

Os profissionais usualmente realizam a análise de perturbação de forma remota, a partir de dados gerados pelos equipamentos de proteção, controle e supervisão, aliado com ferramentas de monitoramento meteorológico e relatos das equipes locais com evidências das inspeções em campo. Neste contexto, o

procedimento de trabalho frequentemente possui caráter intuitivo e pessoal, no qual os profissionais responsáveis criam seus próprios processos, a partir das obrigações regulatórias dos PR do ONS, ferramentas disponíveis e diretrizes internas do agente operador. A autonomia torna-se fundamental no desenvolvimento dos relatórios, dada a excepcionalidade de cada perturbação, mas aumenta a dependência da capacidade técnica e experiência para execução. Por consequência, o aumento do número de concessionárias sob operação provoca a sobrecarga nos profissionais experientes, pois precisam atuar em frentes críticas e orientar frequentemente os iniciantes.

À vista disso, o presente capítulo apresenta o desenvolvimento do procedimento operacional padrão de análise de perturbações, com aplicação prática por meio de ferramentas, com objetivo de definir e padronizar os processos com base na regulação e nos conhecimentos teórico, prático e de gestão, permitindo ganho de eficiência, escala e de disseminação do conhecimento entre as equipes técnicas.

## **4.2 Procedimento operacional padrão de análise de perturbações**

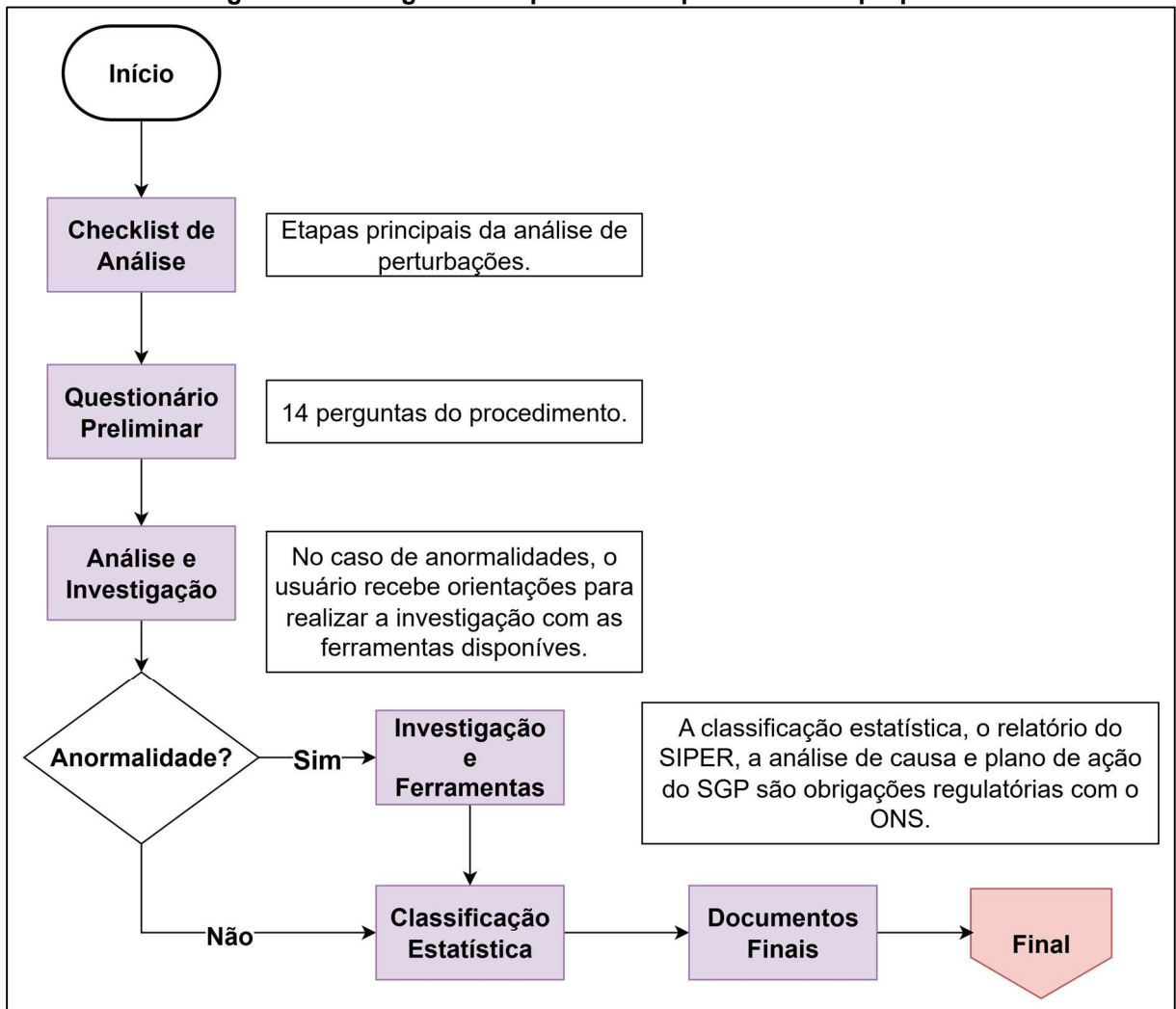
O procedimento operacional padrão de análise de perturbações de LTs no SIN baseia-se em todos os fundamentos presentes na metodologia de classificação estatística do ONS (ONS, 2013), nos requisitos técnicos solicitados no relatório do SIPER (ONS, 2025d) e nos principais critérios de análise de desempenho de sistemas de proteção (SP) e esquemas de religamento automático (ERA). O Quadro 10 apresenta os objetivos e as premissas aplicados aos critérios de análise de desempenho selecionados para compor o procedimento. A Figura 5 apresenta o fluxograma simplificado do procedimento proposto, resultado da combinação dos conceitos e métodos supracitados.

**Quadro 10 – Critérios básicos de desempenho de SP e ERA**

<b>Critério</b>	<b>Premissas</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Análise</b>
<b>Confiabilidade</b>	Os sistemas de proteção e religamento automático devem ter redundância plena, chamadas de proteção principal e alternada.	Analisar se o sistema de proteção estava em condições plenas de operação no momento da ocorrência.	Avaliar se houve a operação de modo idêntico e se ambas estavam disponíveis e operacionais.
<b>Velocidade</b>	Os sistemas de proteção devem atuar e eliminar os defeitos dentro do tempo máximo previsto nos PR do ONS.	Analisar se o sistema de proteção atuou e eliminou a perturbação no tempo adequado.	Avaliar o tempo informado com o limite definido pelos PR.
<b>Seletividade</b>	Os sistemas de proteção devem identificar e eliminar corretamente o defeito, desligando apenas o componente envolvido.	Analisar se o sistema de proteção provocou apenas o desligamento dos equipamentos necessários.	Avaliar se o desligamento do componente ocorreu de forma esperada, dada a condição da falta.
<b>Sensibilidade</b>	Os sistemas de proteção devem ter as funções de proteção sensibilizadas durante uma falta, provocando a partida, dependendo das características elétricas e das configurações.	Analisar se as proteções operaram conforme parâmetros ajustados.	Avaliar se as funções de proteção sofreram a partida e/ou atuação (trip) conforme o esperado, a partir das características da falta e dos ajustes.
<b>Religamento Automático</b>	Os esquemas de religamento automático devem ser iniciados para um grupo específico de proteções de alta velocidade, não iniciados para outro grupo e/ou bloqueados para algumas proteções específicas.	Analisar o desempenho e a eficácia do esquema de religamento automático, com base nas proteções atuadas.	Avaliar o desempenho do ERA, a depender da proteção sob análise e da condição operativa, e posteriormente, a eficácia diante do comportamento verificado na tentativa de recomposição.

Fonte: Adaptado de ONS (2013) e Bansal (2019).

Figura 5 – Fluxograma simplificado do procedimento proposto



Fonte: Elaboração própria (2025).

Inicialmente, o procedimento proposto sugere ao usuário um roteiro de análise de perturbação no formato de *checklist*, com base nos quesitos do relatório do SIPER, solicitando a avaliação dos seguintes pontos:

- a) Avaliar se a falta foi interna ou externa;
- b) Avaliar a natureza elétrica da falta;
- c) Avaliar se a condição da falta foi fugitiva ou permanente;
- d) Avaliar o desempenho do SP;
- e) Avaliação o tempo de eliminação da perturbação;
- f) Avaliação o desempenho e a eficácia do ERA da LT.

Ao iniciar a análise, o procedimento dispõe de um questionário preliminar da perturbação com quatorze perguntas, solicitando ao usuário respostas sobre os tipos de desligamento e restabelecimento, as naturezas elétricas e da causa, o tipo e a proteção específica sob análise, aliado com as perguntas específicas sobre os

critérios de desempenho do Quadro 10. Na identificação de anormalidades, o usuário recebe orientações e recomendações sobre como analisar e investigar, com base nos recursos disponíveis. Na classificação estatística, todas as informações solicitadas no SIPER pelo ONS estão dispostas em formato de questionário. Por fim, uma orientação geral define os entregáveis regulatórios: relatório do SIPER; e o plano de ação do SGP (em caso de anormalidades).

Para os testes de validação, criou-se um guia prático (*handbook*), adicionando as informações do usuário sob teste e da ocorrência sob análise. Neste caso, o objetivo reside em manter as ferramentas atuais do agente operador, aplicando apenas o procedimento proposto. O Quadro 11 apresenta os objetivos, premissas e resultados esperados das principais seções do guia prático (*handbook*).

**Quadro 11 – Principais seções do guia prático (*handbook*)**

Blocos	Objetivos	Premissas	Resultados Esperados
<b>Informações do Usuário</b>	Coletar as informações do usuário para os testes do procedimento.	Avaliar tempo de execução.	Identificar o usuário e horário de início do teste.
<b>Descrição da Perturbação</b>	Apresentar as informações básicas da perturbação.	A operação em tempo real envia apenas as informações básicas da perturbação.	Simular a situação real de recepção do relatório de tempo real.
<b>Checklist de Análise da Perturbação</b>	Orientar o usuário sobre as principais etapas da análise de perturbações.	Inseridos os principais pontos de performance do relatório do SIPER como primordiais.	Garantir que o usuário não irá esquecer de avaliar todos os pontos mínimos necessários.
<b>Dados</b>	Orientar o usuário sobre os dados básicos que ele possui da perturbação.	Inseridos os dados principais indicados na revisão bibliográfica.	Garantir que o usuário irá buscar dados e informações de diversas fontes, não apenas as oscilografias.
<b>Questionário da Análise Preliminar</b>	Solicitar ao usuário, por meio de questionário, a análise de todos os pontos necessários para fazer a análise aderente ao procedimento.	Inseridas as premissas do procedimento, garantindo a aderência ao SIPER e aos critérios de desempenho.	Garantir que o usuário siga um processo padronizado, mas com a flexibilidade necessária.

<b>Análise e Investigação de Ocorrências</b>	Orientar o usuário para os casos de identificação de anormalidade.	Inseridas sugestões com base na experiência de análise de perturbações, reforçando o uso das ferramentas adicionais disponíveis.	Garantir que o usuário realize a investigação e desenvolva um plano de ação.
<b>Classificação Estatística</b>	Cumprir com a obrigação regulatória de classificação estatística do ONS.	A classificação estatística está dentro das obrigações regulatórias.	Garantir que o usuário faça a classificação estatística no formato padrão da metodologia do ONS.
<b>Documentos Finais</b>	Cumprir com a obrigação regulatória do SIPER e do SGP.	O relatório do SIPER, a identificação da causa e o plano de ação do SGP estão dentro das obrigações regulatórias.	Garantir que o usuário desenvolva todos os entregáveis da análise de perturbações para o ONS.

Fonte: Elaboração própria (2025).

O procedimento operacional completo está descrito no fluxograma apresentado no APÊNDICE B – FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO OPERACIONAL DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO e o modelo completo do guia prático (*handbook*) está descrito no APÊNDICE C – GUIA PRÁTICO DO PROCEDIMENTO (*HANDBOOK*).

### 4.3 Assistente virtual

O assistente virtual caracteriza-se como um copiloto processual, aplicando o fluxograma do procedimento proposto como base, com os seguintes elementos adicionados para facilidade a realização de tarefas do dia a dia dos usuários:

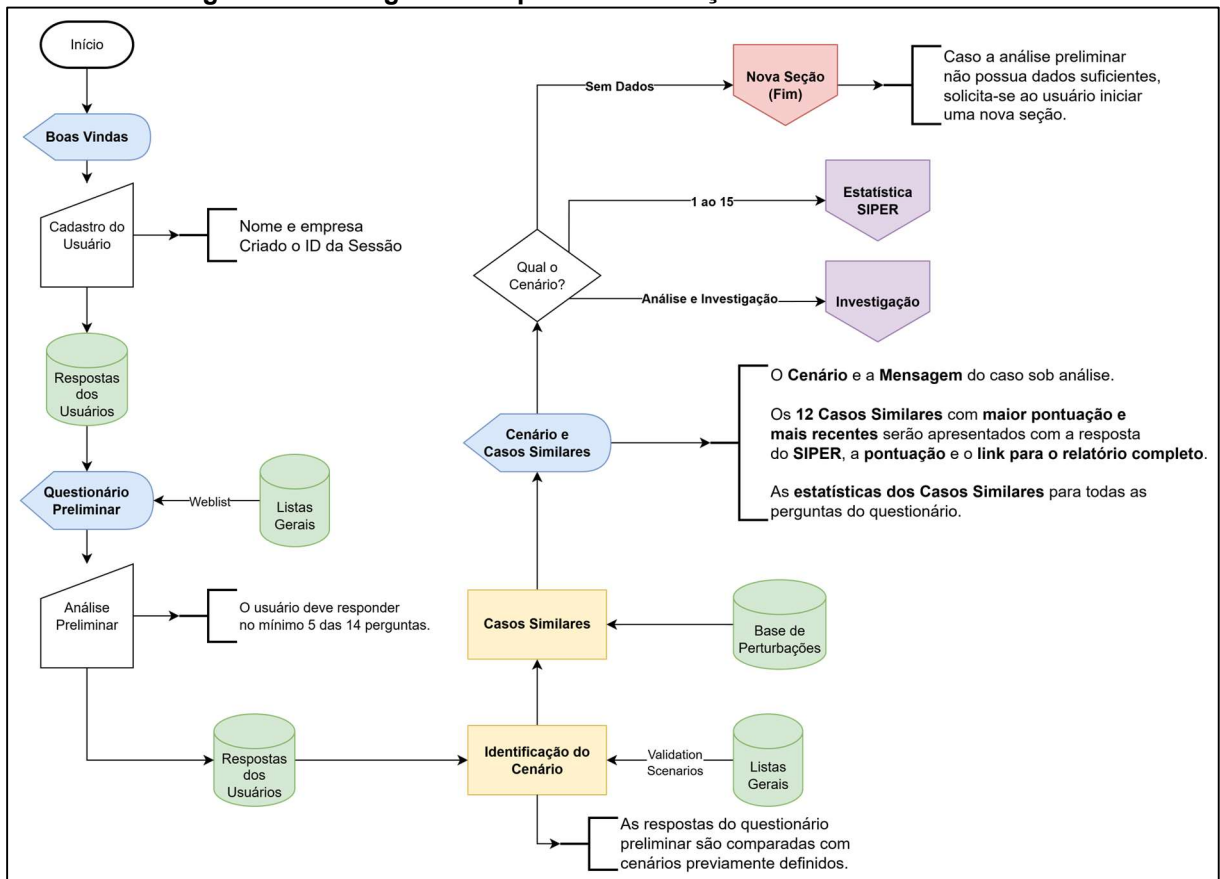
- a) Análise preliminar do caso sob análise;
- b) Análise do histórico de desligamentos forçados;
- c) Classificação estatística com as tabelas padronizadas do ONS;
- d) Documentos personalizados com teoria, boas práticas e guia com *checklist* de análise de oscilografias por função de proteção;
- e) Ferramentas auxiliares de análise de causa raiz, de análise de viabilidade e de plano ação;
- f) Modelos de respostas do SIPER e de planos de ação.

A operação do assistente virtual divide-se em três seções, com bases em três casos típicos de análise: corretos; em análise e investigação; sem dados. Na Seção 1, o usuário cadastra-se, responde ao questionário preliminar, e com isso, a análise preliminar compara as respostas com cenários de validação, definido o caso típico e apresentando orientações gerais e dados e estatísticas de casos similares. No caso típico sem dados, em geral, trata-se de informação insuficiente inserida pelo usuário no questionário. Na Seção 2, efetua-se a análise e investigação por meio de ferramentas de conhecimento e gestão, exclusivamente em casos típicos de análise e investigação. Na Seção 3, efetuam-se as análises regulatórias obrigatórias de classificação estatística e relatório do SIPER, bem como a revisão e *download* das respostas.

#### 4.3.1 Seção 1: cadastro, questionário e análise preliminar

A Figura 6 apresenta o fluxograma simplificado da Seção 1, indicando as principais interfaces entre as funções e bases de dados com o usuário. O usuário faz o cadastro com nome e empresa, criando o ID da sessão e permitindo o rastreamento de todas as ações na base de dados das respostas dos usuários. Na tela seguinte, o usuário deve responder no mínimo cinco das quatorze perguntas do questionário preliminar, com base na sua análise inicial. De posse destas respostas, efetua-se a análise preliminar por meio da comparação com os cenários de validação, sendo quinze cenários corretos, um de análise e investigação e um sem dados. De forma adicional, realiza-se a comparação das respostas com a base de dados histórica de desligamentos forçados, identificando os doze casos com maior similaridade.

Figura 6 – Fluxograma simplificado da Seção 1 do assistente virtual



Fonte: Elaboração própria (2025).

Neste sentido, vale ressaltar os seguintes aspectos sobre a análise de dados da Seção 1:


- Os quinze cenários de validação corretos foram criados com base nos comportamentos esperados nas definições dos PR do ONS e nos critérios de desempenho do procedimento operacional, cujas respostas que o usuário não tenha certeza, ele não deve responder;
- O cenário de validação em análise e investigação, baseia-se no fato de o usuário ter respondido mais de cinco perguntas obrigatórias, mas na comparação com os cenários de validação corretos, pelo menos uma resposta foi diferente (campo em branco ou divergente);
- Há uma mensagem de orientação específica para cada cenário de validação, orientando o usuário a como prosseguir;
- Na base de dados histórica do SIPER da concessionária adiciona-se os critérios de validação do procedimento, permitindo que haja comparação direta entre as respostas do questionário preliminar e casos anteriores, cujo percentual de casos iguais gera a pontuação para a definição dos casos similares;
- Os casos similares selecionados são apresentados ao usuário de forma cronológica, do mais recente ao mais antigo, destacando a resposta do

SIPER e disponibilizando um link com acesso ao relatório interno com a análise completa;

- f) De forma adicional, a análise histórica apresenta a análise estatística de similaridade de cada pergunta do questionário do caso sob análise em relação aos casos similares;
- g) Nos casos em que o agente operador possui histórico de diversas concessionárias, a análise histórica permite identificar casos similares ocorridos com outros componentes, não apenas neste sob análise.

A Figura 7 apresenta a tela de cadastro do usuário, a Figura 8 apresenta a tela do questionário preliminar e a Figura 9 apresenta os principais detalhes da tela de análise preliminar, demonstrando toda a jornada do usuário na Seção 1.

**Figura 7 – Seção 1: cadastro do usuário**

**Assistente Virtual para Análise de Ocorrências** 

Bem-vindo! Faça o seu registro de acesso para iniciarmos juntos a análise da ocorrência.

Nome

Empresa

[Iniciar](#)

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 8 – Seção 1: questionário preliminar**

### Assistente Virtual para Análise de Ocorrências

Agora, você deve realizar uma análise preliminar da ocorrência e responder o máximo de campos abaixo, deixando em BRANCO aqueles que ainda NÃO tenha certeza da resposta.

**LEMBRETE:** Você deve responder no mínimo 5 campos (Componente, Tipo de Desligamento, Tipo de Restabelecimento, Tipo de Proteção e a Proteção sob Análise), para que possamos analisar o caso.

#### Componente

Componente  
LT - Acima de 230 kV

#### Tipo de Desligamento

Tipo de Desligamento  
Automático

#### Tipo de Restabelecimento

Tipo de Restabelecimento  
Automático

#### Natureza Elétrica

Natureza Elétrica  
1 - Fase-Terra

#### Natureza da Causa

Natureza da Causa  
Fugitiva

#### Tipo de Proteção

Tipo de Proteção  
Relé

#### Selecione a Proteção sob Análise

Selecione a Proteção sob Análise  
21/21N

#### Confiabilidade: As unidades de proteção operaram de forma idêntica?

Confiabilidade: As unidades de proteção operaram de forma idêntica?  
Sim

#### Velocidade: Qual o tempo total de eliminação da perturbação (Te)?

Velocidade: Qual o tempo total de eliminação da perturbação (Te)?  
 $Te \leq 100$  ms

#### Seletividade: O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?

Seletividade: O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?  
Sim

#### Sensibilidade: A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?

Sensibilidade: A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?  
Sim

**Religamento Automático: Houve a partida do esquema?**

Religamento Automático: Houve a partida do esquema? \_\_\_\_\_

Sim

**Religamento Automático: O comando de fechamento ocorreu com sucesso?**

Religamento Automático: O comando de fechamento ocorreu com sucesso? \_\_\_\_\_

Sim

**Religamento Automático: A LT foi energizada com sucesso?**

Religamento Automático: A LT foi energizada com sucesso? \_\_\_\_\_

Sim

[Enviar](#)

Fonte: Elaboração própria (2025).

## Figura 9 – Seção 1: análise preliminar

**Análise Preliminar da Ocorrência**

**Resultado da Análise: Cenário 2**

O desligamento da LT ocorreu com a atuação da proteção 21/21N no terminal sob análise.

O sistema de proteção operou corretamente, sem falhas na **confiabilidade**, **velocidade (tempo de eliminação)**, **seletividade** ou **sensibilidade**.

O tempo total de eliminação da falta foi **inferior a 100 ms**, conforme exigido pelos **Procedimentos de Rede do ONS**. Esse desempenho demonstra um **excelente comportamento do sistema de proteção**, garantindo a **eliminação rápida da falta** e reduzindo o impacto da perturbação no sistema elétrico.

O **religamento automático** foi iniciado e o **comando de fechamento** ocorreu com sucesso.

Dado que o desempenho geral do sistema foi adequado, podemos prosseguir para a análise da **causa raiz do desligamento forçado** e, posteriormente, formalizar os **registros estatísticos** e a **resposta ao ONS**.

Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

**Análise Comparativa de Ocorrências**

Casos similares identificados:

• Código ONS: [REDACTED]

📅 2024-09-20 20:45:00 - [REDACTED]

Descrição da Perturbação:

A perturbação consistiu no desligamento automático da [REDACTED] em ambos os terminais, devido a ocorrência de um curto-circuito monofásico na fase B, provocando por queimadas. O desligamento automático do [REDACTED] foi em decorrência do desligamento da referida LT. A falta foi eliminada em aproximadamente 56 ms pela atuação das proteções principal e alternada de distância em zona de subalcançe (21Z1) em conjunto com o esquema permissivo de teleproteção (85-21) nos dois terminais da LT. A localização da falta foi indicada aproximadamente 150 km do terminal Marimbondo II. O esquema de religamento automático entrou em progresso efetuando com sucesso a energização da LT em ambos os terminais.

🔍 Código ONS do Desligamento: [REDACTED] - 📊 Matches: 14 / 14 (100.0%)

🔍 Código ONS do Desligamento: [REDACTED] - 📊 Matches: 14 / 14 (100.0%)

[Ver Relatório](#)

**📊 Estatísticas Gerais dos Casos Similares :**

A análise estatística dos casos similares considera **apenas valores não vazios** na consulta a base de dados:

- Em **100.0%** dos casos o componente é **LT - Acima de 230 kV**
- Em **100.0%** dos casos o tipo de desligamento é **Automático**
- Em **100.0%** dos casos o tipo de restabelecimento é **Automático**
- Em **100.0%** dos casos o natureza elétrica é **1 - Fase-Terra**
- Em **100.0%** dos casos o natureza da causa é **Fugitiva**
- Em **100.0%** dos casos o tipo de proteção é **Relé**
- Em **100.0%** dos casos o seleccione a proteção sob análise é **21/21N**
- Em **100.0%** dos casos o confiabilidade: as unidades de proteção operaram de forma idêntica? é **Sim**
- Em **100.0%** dos casos o velocidade: qual o tempo total de eliminação da perturbação (te)? é **Te ≤ 100 ms**
- Em **100.0%** dos casos o seletividade: o desligamento da lt ocorreu de forma esperada? é **Sim**
- Em **100.0%** dos casos o sensibilidade: a proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção? é **Sim**
- Em **100.0%** dos casos o religamento automático: houve a partida do esquema? é **Sim**
- Em **100.0%** dos casos o religamento automático: o comando de fechamento ocorreu com sucesso? é **Sim**
- Em **100.0%** dos casos o religamento automático: a lt foi energizada com sucesso? é **Sim**

[Análise Final - Casos Corretos](#)

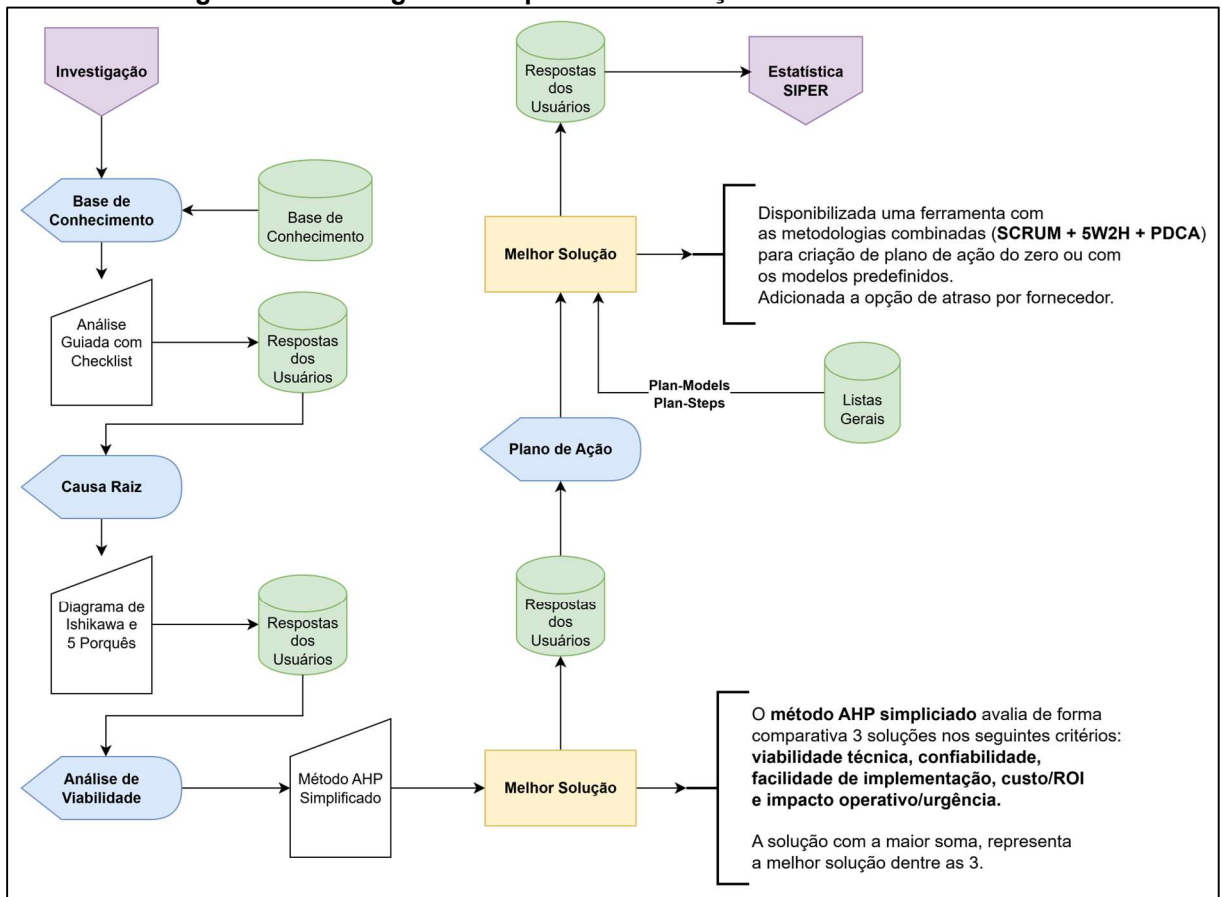
Fonte: Elaboração própria (2025).

#### 4.3.2 Seção 2: análise e investigação

Nos casos identificados com cenário em análise e investigação, o usuário recebe a orientação inicial na Seção 1, e depois, direciona-se para a Seção 2, seguindo o fluxograma apresentado na Figura 10. Na primeira etapa, denominada de análise guiada, disponibiliza-se um *checklist* específico e um documento de base de conhecimento, descrevendo as ações de análise e investigação recomendadas. Na segunda etapa, o usuário dispõe de duas ferramentas sugeridas de análise de causa raiz, o diagrama de Ishikawa (1976) e os cinco porquês (Serrat, 2017). Na terceira etapa, o usuário dispõe de uma ferramenta sugerida de análise de viabilidade, o formato simplificado do processo hierárquico analítico (*Analytic Hierarchy Process – AHP*) (Saaty, 1990). Por fim, o usuário dispõe de uma ferramenta sugerida de plano de ação, unindo as metodologias SCRUM (Schwaber; Sutherland, 2020), 5W2H (*What, Why, Where, When, Who, How, How Much*) (Silva *et al.*, 2024) e o ciclo planejar, fazer, checar e agir (*Plan-Do-Check-Act – PDCA*) (ABNT, 2024), bem como disponibilizando modelos de casos históricos. Na Seção 2, apenas a leitura da base de conhecimento possui caráter obrigatório, todas as demais ferramentas auxiliares são sugestões, buscando garantir a qualidade da análise de causas, definição e gestão de planos de ação do SGP.

A análise guiada por meio de *checklists* e base de conhecimento, desenvolveu-se por meio de uma curadoria de referências e experiências práticas do autor, reunindo o princípio básico de operação, requisitos técnicos obrigatórios e filosofia sugerida pelo ONS, lições aprendidas e boas práticas e um passo a passo dos principais pontos de análise de oscilografias para todas as proteções aplicadas nos testes do assistente virtual. O Quadro 12 apresenta os principais aspectos, as referências e o *checklist* das bases de conhecimentos. As versões completas estão no APÊNDICE D – BASE DE CONHECIMENTO E CHECKLISTS.

**Figura 10 – Fluxograma simplificado da Seção 2 do assistente virtual**



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 12 – Bases de conhecimento e checklists**

Base de Conhecimento	Proteção	Referências	Checklist
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Princípio Básico;</li> <li>2. Requisitos Técnicos e Filosofia do ONS;</li> <li>3. Lições Aprendidas e Boas Práticas;</li> <li>4. Análise da Oscilografia.</li> </ol>	<p><b>21/21N</b></p>	<p>IEEE C37.2-1996 Submódulo 2.11 ONS RE 3/109/2011 IEEE Std. C37.113-2015 NERC – LL#20150202</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ler o documento de base de conhecimento;</li> <li>• Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;</li> <li>• Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;</li> <li>• Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas;</li> <li>• Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;</li> <li>• Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.</li> </ul>

	<b>85-21</b>	<p>IEEE C37.2-1996 IEEE Std. C37.113-2015 Submódulo 2.11 ONS RE 3/109/2011 NERC – LL#20150202 NERC – LL#20150902</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ler o documento de base de conhecimento;</li> <li>• Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;</li> <li>• Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;</li> <li>• Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas nos dois terminais;</li> <li>• Avaliar o envio e recepção de POTT;</li> <li>• Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;</li> <li>• Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.</li> </ul>
	<b>85-67N</b>	<p>IEEE C37.2-1996 IEEE Std. C37.113-2015 Submódulo 2.11 ONS RE 3/109/2011 NERC – LL#20150202 NERC – LL#20150902</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ler o documento de base de conhecimento;</li> <li>• Configurar a oscilografia para gerar as componentes simétricas;</li> <li>• Avaliar a direcionalidade e nível de corrente de neutro nos dois terminais;</li> <li>• Verificar no manual do IED o posicionamento de cada grandeza para a análise;</li> <li>• Verificar os ajustes da proteção 67N para validar a partida do elemento direto ou reverso;</li> <li>• Avaliar o envio e recepção de POTT;</li> <li>• Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;</li> <li>• Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.</li> </ul>

	<b>EFP</b>	GE – Bus Protection Submódulo 2.11 ONS RE 3/109/2011 NERC – LL#20161001	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ler o documento de base de conhecimento;</li> <li>• Avaliar a posição dos equipamentos e as correntes dos vãos;</li> <li>• Avaliar a lógica e os valores de corrente medidos;</li> <li>• Verificar no projeto a lógica para HABILITAR/DESABILITAR a proteção;</li> <li>• Verificar os ajustes do elemento de sobrecorrente;</li> <li>• Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;</li> <li>• Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.</li> </ul>
	<b>TDD</b>	IEEE PSRC H9 Submódulo 2.11 ONS RE 3/109/2011 NERC – LL#20150902	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ler o documento de base de conhecimento;</li> <li>• Avaliar o desempenho do envio de TDD;</li> <li>• Avaliar o desempenho da recepção de TDD;</li> <li>• Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;</li> <li>• Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.</li> </ul>

Fonte: Elaboração própria (2025).

Na seleção das ferramentas auxiliares do assistente virtual, optou-se por metodologias difundidas e aplicou-se o aprendizado das boas práticas internacionais, como no caso da NERC (ver Capítulo 3). De forma adicional, definiu-se previamente os principais critérios a serem considerados pelo usuário em cada etapa, conforme apresentado no Quadro 13. O diagrama de Ishikawa e os cinco porquês focam a análise da causa raiz, podendo ser utilizados de forma conjunta ou individual. A análise de viabilidade de soluções por meio do AHP simplificado, permite ao usuário simular e comparar três soluções frente aos principais aspectos para a tomada de decisão no ambiente de O&M. O plano de ação busca agilidade e robustez, dado o prazo curto de 4 meses, sendo então integradas as ferramentas de gestão ágil (SCRUM), organização e definições claras de execução (5W2H) e melhoria contínua (PDCA).

Quadro 13 – Metodologias das ferramentas auxiliares

Metodologia	Aplicação	Conceito geral e objetivos
<b>Diagrama de Ishikawa</b>	Causa Raiz	<p>O diagrama de causa e efeito, desenvolvido por Kaoru Ishikawa, conhecido como diagrama de Ishikawa, busca relacionar os efeitos na qualidade com os fatores causadores. Para tal, elencam-se fatores chave (causas), buscando o efeito na qualidade, por meio de questionamentos nos ramos das causas (Ishikawa, 1976).</p> <p>No presente contexto, definiu-se os fatores chave como método (documentos internos), mão de obra (equipe), máquina (sistemas de proteção, controle e supervisão), meio ambiente (local), material (insumos) e medição (controle).</p> <p>Assim, de forma similar aos 5 porquês, mas com diretivas claras de quais áreas avaliar, o método auxilia a investigação aprofundada das causas raiz.</p>
<b>5 Porquês</b>	Causa Raiz	<p>A análise de 5 porquês caracteriza-se como um simples e poderoso método de análise de causa raiz, buscando através de sucessivas perguntas, as relações de causa e efeito. A efetividade do método exige avaliações completas do problema, honestidade nas respostas e determinação na busca profunda dos problemas para resolvê-los (Serrat, 2017).</p> <p>No presente contexto, definiu-se o método pela simplicidade, mas principalmente pelo fato de comumente em análise de perturbações, os equipamentos e pessoas estarem nos principais sintomas (primeiro porquê).</p> <p>Assim, cria-se uma rotina efetiva de busca por problemas estruturais, seguindo boas práticas internacionais, como no caso da NERC (ver capítulo 3).</p>
<b>AHP (Simplificado)</b>	Viabilidade	<p>O <i>Analytic Hierarchy Process</i> – AHP (Processo Hierárquico Analítico) avalia diversos fatores de forma hierárquica, com objetivo geral, critérios, subcritérios e alternativas. A avaliação consiste em julgamentos verbais entre as opções, transformados em números, com relação previamente conhecida (Saaty, 1990).</p> <p>No presente contexto, definiu-se a aplicação simplificada do método, apenas com escalas numéricas de relevância dos critérios e das soluções para cada critério, gerando um resultado rápido e direto ao usuário.</p> <p>Há opção de avaliar três soluções, por meio dos critérios de viabilidade técnica, confiabilidade, facilidade de implementação, custo e/ou retorno de investimento e impacto operativo e/ou urgência.</p> <p>A definição dos critérios baseou-se na experiência do autor com atividades de investigação, correção e melhorias em sistemas de proteção, controle e supervisão.</p>

<p style="text-align: center;"><b>SCRUM 5W2H PDCA</b></p>	<p style="text-align: center;">Plano de Ação</p>	<p>O SCRUM consiste em um método enxuto de estruturação de projetos, focando em soluções adaptativas para os problemas. Assim, estrutura-se em <i>sprints</i> com pilares de transparência, inspeção e adaptação (Schwaber; Sutherland, 2020).</p> <p>A ferramenta 5W2H caracteriza-se como um elemento de gestão para o detalhamento e organização de planos de ação. Na prática, por meio de perguntas, define (Silva <i>et al.</i>, 2024): <i>What?</i> (o que?); <i>Why?</i> (por que?); <i>Where?</i> (onde?); <i>When?</i> (quando?); <i>Who?</i> (quem?); <i>How?</i> (como?); <i>How much?</i> (quanto?).</p> <p>O ciclo <i>Plan-Do-Check-Act</i> – PDCA (Planejar-Fazer-Checar-Agir) garante que o planejamento seja aderente aos requisitos do sistema, a implementação seja acompanhada de validação, aliado com a realização de melhoria contínua, sempre que necessário (ABNT, 2024).</p> <p>No presente contexto, aplica-se SCRUM pelo curto espaço de tempo e diversidade dos projetos para as soluções dos problemas detectados nas perturbações, adicionando-se o 5W2H para controle de escopo e responsabilidades e o PDCA para garantia do ciclo de melhoria contínua.</p>
---	--	---

Fonte: Adaptado de ABNT (2024), Ishikawa (1976), Saaty (1990), Serrat (2017), Schwaber e Sutherland (2020) e Silva *et al.* (2024).

De forma adicional, com objetivo de disseminar o conhecimento e as boas práticas, criou-se um banco de dados específico com modelos de planos de ação, a partir de casos de sucesso para anormalidades recorrentes. O Quadro 14 apresenta o resumo dos modelos criados para os testes. No APÊNDICE E – MODELOS DE PLANOS DE AÇÃO apresenta-se as versões completas, dentro do formato híbrido aplicado no assistente virtual (SCRUM-5W2H-PDCA).

**Quadro 14 – Modelos de planos de ação**

Modelo (Proteção-Sequencial)	Categoria	Descrição Resumida
<b>85-67N-1</b>	Erro de Lógica	Modelo de plano de ação para casos de atuação indevida da proteção 85-67N por erro de concepção/configuração de lógica.
<b>EFP-1</b>	Erro de Lógica/Parametrização	Modelo de plano de ação para casos de atuação indevida da proteção de zona morta (EFP) por erro de lógica e/ou parametrização.
<b>TDD-1</b>	Atuação Acidental	Modelo de plano de ação para casos de atuação acidental da proteção TDD durante a execução de atividades no sistema de proteção da LT.

Fonte: Elaboração própria (2025).

A Figura 11 apresenta a análise guiada e a base de conhecimento com *checklist*, a Figura 12 apresenta as ferramentas auxiliares de análise de causa raiz, a Figura 13 apresenta a ferramenta auxiliar de análise de viabilidade soluções e a Figura 14 apresenta a ferramenta auxiliar de plano de ação, demonstrando toda a jornada do usuário na Seção 2.

**Figura 11 – Seção 2: análise guiada e base de conhecimento com *checklist***

**Análise e Investigação de Ocorrências**

A presente análise consiste em 5 etapas:

1. Acesso à Base de Conhecimento
2. Análise Guiada da Ocorrência por Checklist
3. Análise de Causa Raiz pelos Métodos Ishikawa e 5 Porquês
4. Análise de Viabilidade de Soluções pelo Método AHP Simplificado
5. Elaboração de Plano de Ação pelos Métodos Combinados SCRUM/5W2H/PDCA

**Base de Conhecimento e Análise Guiada**

Selecione a proteção sob análise

21/21N

Clique no botão abaixo para ter acesso a um documento orientativo para uma análise guiada de oscilografia.

[Abrir Base de Conhecimento](#)

**Checklist de Verificação:**

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;
- Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;
- Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

[Avançar para Análise de Causa Raiz](#)

**Base de Conhecimento – Proteção 21/21N (Zona 1)**

1) Princípio Básico  
A proteção de distância opera quando a admitância, impedância ou reatância aumenta ou diminui além do valor predeterminado (21/21N) – IEEE C37.2-1996.

2) Requisitos Técnicos e Filosofia do ONS

a. Requisito mínimo – Submódulo 2.11 (Revisões 2020.12 e 2024.05)  
Os sistemas de proteção da LT devem dispor da proteção de distância (21/21 N) na detecção de falhas com temporizações independentes por zona.

b. Filosofia – ONS RE 3/109/2011

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 12 – Seção 2: análise de causa raiz**

### 🔍 Análise de Causa Raiz

Nesta etapa você irá analisar os possíveis fatores contribuintes usando o Diagrama de Ishikawa e os 5 Porquês.

**🕒 Diagrama de Ishikawa:**

Método: Avaliar causas associadas aos procedimentos, instruções e/ou métodos

Mão de Obra: Avaliar causas associadas a equipe

Máquina: Avaliar causas aos sistemas de proteção, controle e supervisão

Meio Ambiente: Avaliar causas associadas ao local/ambiente

Material: Avaliar causas associadas aos insumos e sua qualidade

Medição: Avaliar causas associadas a medição, controle e monitoramento

Método (ex: procedimentos, instruções)

Mão de Obra (ex: capacitação, erro humano)

Máquina (ex: equipamentos, proteção)

Meio Ambiente (ex: tempo, ambiente externo)

Material (ex: peças, insumos)

Medição (ex: supervisório, controle de alterações)

**🕒 Método dos 5 Porquês:**

A partir das causas verificadas no diagrama Ishikawa, você deve tentar criar perguntas e respostas para chegar as causas raízes.

Por quê 1?

Resposta 1?

Por quê 2?

Resposta 2?

Por quê 3?

Resposta 3?

Por quê 4?

Resposta 4?

Por quê 5?

Resposta 5?

[🏠 Avançar para Análise de Viabilidade \(AHP\)](#)

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 13 – Seção 2: análise de viabilidade das soluções**

### 🏠 Análise de Viabilidade das Soluções (AHP)

Insira até três soluções e avalie cada uma em relação aos critérios abaixo. Você também pode ajustar o peso de importância de cada critério.

---

**Soluções sob Avaliação**

Solução 1

Solução 2

Solução 3

---

**🔧 Viabilidade Técnica**

*A solução pode ser implementada com os recursos técnicos disponíveis?*

5 -- **Peso do Critério**

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

5

Solução 1

5

Solução 2

5

Solução 3

---

**🔧 Confiabilidade**

*A solução é confiável e atende aos requisitos de desempenho?*

5 -- **Peso do Critério**

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

5

Solução 1

5

Solução 2

5

Solução 3

---

**🔧 Facilidade de Implementação**

*A solução pode ser implementada de forma simples e rápida?*

5 -- **Peso do Critério**

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

5

Solução 1

5

Solução 2

5

Solução 3

---

**🔧 Custo/ROI**

*A solução é financeiramente viável e oferece um bom retorno sobre o investimento?*

5 -- **Peso do Critério**

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

5

Solução 1

5

Solução 2

5

Solução 3

**Impacto Operativo/Urgência**  
 A solução precisa ser implementada com urgência para evitar impactos no SIN?

5 -- **Peso do Critério**

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

Solução 1      5      Solução 2      5      Solução 3      5

**Solução mais viável: Solução 1 (Pontuação: 5.00)**

**Calcular Solução Ideal**

**Avançar para Planejamento**

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 14 – Seção 2: plano de ação**

**17 Planejamento com base em SCRUM + 5W2H + PDCA**

A partir da solução viável, você deve criar um plano de ação que não pode exceder 16 semanas (4 meses) - Limite ONS.

Nesta seção, você pode criar um planejamento com sprints semanais (SCRUM), usando a responsabilização por 5W2H e o ciclo de melhoria contínua por PDCA.

Para iniciar, você pode carregar um modelo de plano de ação existente ou criar do zero.

Selecione um modelo de planejamento ou comece do zero  
 85-67N-1

**Categoria: Erro de Lógica**

Modelo de plano de ação para casos de atuação indevida da proteção 85-67N por erro de concepção/configuração de lógica.

Há atraso por fornecedor?

2 semanas      Inserir atraso após qual Sprint? (número)  
 4

+ Inserir Sprint de Atraso

+ Adicionar Sprint      - Remover Sprint

**Sprint 1: Revisar oscilografia, analisar 85-67N**

Ordem: 1

O que? Revisar oscilografia, analisar 85-67N

Por quê? Entender o motivo da atuação indevida da 85-67N

Quem? Analista de Proteção

Onde? Escritório Técnico

Quando? Semana 1

Como? Análise técnica usando SIGRA, supervisório e bas

Quanto? Baixo

PDCA: P

**Sprint 5: Atualizar procedimentos internos**

Ordem

O que?

Por quê?

Quem?

Onde?

Quando?

Como?

Quanto?

PDCA

**Sprint Atraso: Aguardando fornecedor**

Ordem

Descrição

[Salvar Plano de Ação e Avançar para Classificação Estatística](#)

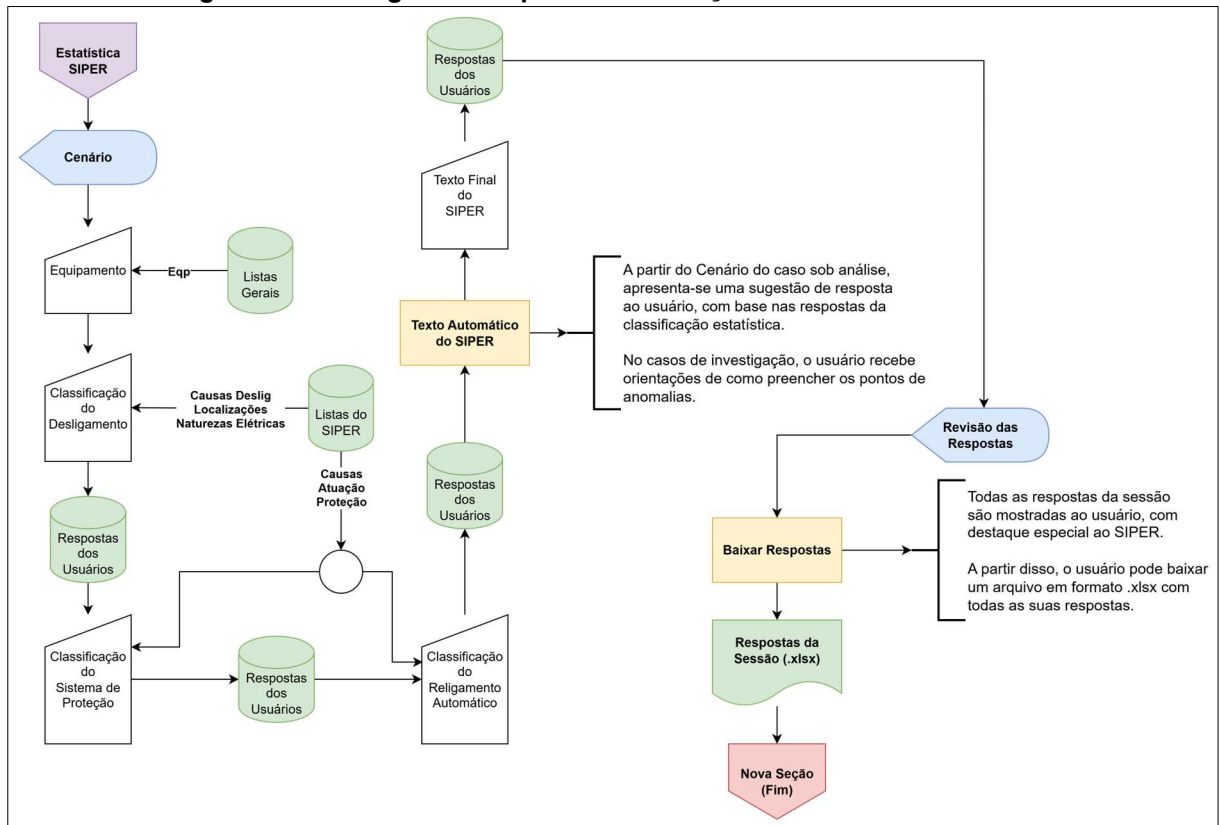
Fonte: Elaboração própria (2025).

Nota: não foram inseridos todos *sprints* do plano de ação modelo para sintetizar o capítulo.

#### 4.3.3 Seção 3: classificação estatística, relatório do SIPER e revisão final

A Seção 3 inicia com o processo regulatório de classificação estatística e elaboração do relatório do SIPER, aplicando-se de forma integral, a metodologia e padronização do ONS. Os casos identificados como cenários corretos são direcionados da Seção 1 para a 3, mas nos casos de cenários em análise e investigação, apenas após a conclusão da Seção 2. Na parte estatística, todos os campos solicitados no SIPER estão dispostos para o usuário, e nos casos de cenários corretos, há um pré-processamento, completando campos automaticamente. No relatório do SIPER, há uma lógica de concatenação de informações enviadas pelo usuário durante a análise, criando um texto semiautomático, com solicitação de revisão pelo usuário. Ao concluir, o usuário redireciona-se a tela de revisão de respostas, com todos os dados enviados desde o início da sessão, sendo disponibilizados para *download* pelo usuário. A Figura 15 apresenta o fluxograma simplificado da Seção 3.

Figura 15– Fluxograma simplificado da Seção 3 do assistente virtual



Fonte: Elaboração própria (2025).

Nas estatísticas, as respostas prévias são processadas e inseridos valores padronizados em casos de cenários corretos. Dentre os campos, apenas o campo de tempo de eliminação do defeito caracteriza-se como obrigatório para utilização no relatório SIPER. Os demais campos são opcionais, mas com orientações de preenchimento e alerta para a importância desta etapa para o comparativo futuro com a análise do ONS no SIPER.

No relatório do SIPER, cria-se um texto semiautomático com base nas respostas da classificação estatística do caso pelo usuário, dividido em blocos de texto para as análises do desligamento automático, do desempenho do SP e do desempenho e eficácia do ERA. Em cada bloco, há orientações específicas e um *checkbox* de confirmação de revisão pelo usuário. Nos casos de anomalias, há orientações específicas para avaliações adicionais, buscando a padronização no relatório.

A Figura 16 apresenta a classificação estatística, a Figura 17 o relatório do SIPER e a Figura 18 a revisão das respostas e *download*, demonstrando toda a jornada do usuário na Seção 3.

**Figura 16 – Seção 3: classificação estatística**

### Sumário da Análise - Classificação Estatística

O desligamento da LT ocorreu com a atuação da proteção 21/21N no terminal sob análise.

O sistema de proteção operou corretamente, sem falhas na **confiabilidade**, **velocidade (tempo de eliminação)**, **seletividade** ou **sensibilidade**.

O tempo total de eliminação da falta foi **inferior a 100 ms**, conforme exigido pelos **Procedimentos de Rede do ONS**. Esse desempenho demonstra um **excelente comportamento do sistema de proteção**, garantindo a **eliminação rápida da falta** e reduzindo o impacto da perturbação no sistema elétrico.

O **religamento automático** foi iniciado e o **comando de fechamento** ocorreu com sucesso.

Dado que o desempenho geral do sistema foi adequado, podemos prosseguir para a análise da **causa raiz do desligamento forçado** e, posteriormente, formalizar os **registros estatísticos** e a **resposta ao ONS**.

Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

### Classificação Estatística e SIPER

A partir de agora, você deve analisar e buscar responder todas as perguntas da classificação, para gerar o texto semiautomático do SIPER.

Equipamento sob análise  
LT 500 kV A-B C2

Origem da Causa  
Interna

Equipamento / Localização  
CD - Condutor

Grupo de Causa  
Fenômenos Naturais

Causa do Desligamento  
ND - Descarga Atmosférica

Natureza da Causa  
Fugitiva

Natureza Elétrica  
1 - Fase-Terra


Fases Envolvidas  
A-T

**Localização da Falta: Insira a Distância e o Terminal de Referência**

Digite a Localização da Falta (km)  
100

Terminal de Referência  
A

 **Preencha todos os campos antes de avançar.**

 **Análise da Proteção**

#### Proteção para os Terminais A e B

As informações devem ser inseridas para as proteções Principal (PP) e Alternada (PA) dos Terminais A e B.

As informações de causas da proteção não estão disponíveis para cenários de atuações corretas.

Tempo total de eliminação (ms)  
80

#### TERMINAL A - Análise de Desempenho da PP e PA

[TA] Tipo da PP:  
Relé

[TA] Atuação da PP:  
Correta

[TA] Tipo da PA:  
Relé

[TA] Atuação da PA:  
Correta

#### TERMINAL B - Análise de Desempenho da PP e PA


[TB] Tipo da PP:  
Relé

[TB] Atuação da PP:  
Correta

[TB] Tipo da PA:  
Relé

[TB] Atuação da PA:  
Correta

 **Preencha todos os campos antes de avançar.**

 **Análise do Religamento**

**Religamento Automático da LT**

As informações de causas da proteção não estão disponíveis para cenários de atuações corretas.

ERA Bloqueado por Restrições Operativas/Sistêmicas?

Atuação do ERA no Terminal A:  Causa do ERA do Terminal A:

Atuação do ERA no Terminal B:  Causa do ERA do Terminal B:

Eficácia do ERA da LT  Causa da Eficácia do ERA:

⚠ Preencha todos os campos antes de avançar.

**Resposta do SIPER**

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 17 – Seção 3: relatório do SIPER**

**Sugestão de Resposta ao SIPER**

Abaixo está a sugestão de resposta ao SIPER com base nas informações coletadas. Você deve editar o texto conforme necessário.

---

**⚡ Análise do Desligamento Forçado - Pontos de Atenção ⚠**

(i) Nos casos sem natureza elétrica ou que não seja um curto-circuito, o usuário deve revisar a resposta sugerida.  
(ii) No caso de origem interna, a resposta sugerida já indica a localização da falta.  
(iii) Nos demais casos, se o usuário desejar, pode inserir informações de localização.

Concluída a revisão da análise do desligamento forçado.

---

**🛡 Análise de Desempenho da Proteção - Pontos de Atenção ⚠**

(i) Nos casos sem natureza elétrica ou que não seja um curto-circuito, o usuário deve revisar a resposta sugerida.  
(ii) Se o desempenho da proteção for "Correta", não há necessidade de inserir a causa da atuação.  
(iii) Se o desempenho da proteção for "Incorreta", "Recusa" ou "Acidental", o usuário deve revisar a resposta sugerida.  
(iv) Se o tipo de proteção for "Intrinseca", "Externa" ou "Especial", o usuário deve revisar a resposta sugerida.  
(v) Revise completamente o texto, avaliando a aderência com a sua análise detalhada.

Concluída a revisão da análise do desempenho do sistema de proteção.

---

**⚙ Análise do Religamento Automático - Pontos de Atenção ⚠**

(i) Avalie o desempenho do ERA por terminal e revise o texto sugerido.  
(ii) Avalie a eficácia do ERA para a LT e revise o texto sugerido.  
(iii) Nos casos de desempenho ou eficácia não corretos e/ou insatisfatórios e/ou falhas, revise o texto sugerido com a principal causa.  
(iv) Revise completamente o texto, avaliando a aderência com a sua análise detalhada.

Concluída a revisão da análise do desempenho e da eficácia do esquema de religamento automático.

Texto Final do SIPER

A perturbação consistiu no desligamento Automático de LT 500 kV A-B C2, devido a uma falta 1 - Fase-Terra envolvendo as fases A-T, de origem Interna e natureza Fugitiva, causado por ND - Descarga Atmosférica.

A falta foi localizada a 100 km do terminal A.

A falta foi eliminada em 80 ms pela atuação Correta da proteção 21/21N por meio das unidades de proteção principal e alternada nos dois terminais da LT.

O esquema de religamento automático da LT foi acionado e operou corretamente.  
A LT foi energizada com sucesso.

[Salvar Respostas e Revisar](#)

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 18 – Seção 3: revisão das respostas e download**

**Revisão das Respostas**

**Resposta Final do SIPER**

A perturbação consistiu no desligamento Automático de LT 500 kV A-B C2, devido a uma falta 1 - Fase-Terra envolvendo as fases A-T, de origem Interna e natureza Fugitiva, causado por ND - Descarga Atmosférica.

A falta foi localizada a 100 km do terminal A.

A falta foi eliminada em 80 ms pela atuação Correta da proteção 21/21N por meio das unidades de proteção principal e alternada nos dois terminais da LT.

O esquema de religamento automático da LT foi acionado e operou corretamente. A LT foi energizada com sucesso.

**Respostas Registradas**

Pergunta	Resposta
Componente	LT - Acima de 230 kV
Tipo de Desligamento	Automático
Tipo de Restabelecimento	Automático
Natureza Elétrica	1 - Fase-Terra
Natureza da Causa	Fugitiva
Texto Final do SIPER	A perturbação consistiu no desligamento Automático de LT 500 kV A-B C2, devido a uma falta 1 - Fase-Terra envolvendo as fases A-T, de origem Interna e natureza Fugitiva, causado por ND - Descarga Atmosférica.

[Baixe as Respostas](#) [Abra uma nova seção](#)


Fonte: Elaboração própria (2025).

Nota: não foram inseridas todas as respostas registradas para sintetizar o capítulo.


De forma adicional, na execução dos testes os usuários solicitaram o desenvolvimento de uma versão compacta do assistente virtual para atendimentos de urgência em tempo real. Neste formato, a Seção 2 foi extinta, inserindo apenas a seção de análise guiada (base de conhecimento e *checklist*) diretamente no início da Seção 3. Assim, remove-se as ferramentas auxiliares não aplicáveis para a análise

preliminar e tomada de decisão rápida, e não há, qualquer campo obrigatório. A Figura 19 apresenta a alteração da Seção 3 no formato compacto.

**Figura 19 – Assistente virtual compacto: alteração na Seção 3**


 **Sumário da Análise - Classificação Estatística**

A análise preliminar identificou um cenário de atuação NÃO CORRETA ou que exige uma ANÁLISE/INVESTIGAÇÃO para melhor compreensão.

🔗 **Próximos passos:**  
 Prosseguir com uma análise detalhada do desempenho da proteção e da ocorrência clicando no botão  Realizar Investigação.


Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

---

 **Base de Conhecimento e Análise Guiada**

Selecione a proteção sob análise



Clique no botão abaixo para ter acesso a um documento orientativo para uma análise guiada de oscilografia.

 **Abrir Base de Conhecimento**

**Checklist de Verificação:**

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;
- Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;
- Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

---

  **Classificação Estatística e SIPER**

A partir de agora, você deve analisar e buscar responder todas as perguntas da classificação, para gerar o texto semiautomático do SIPER.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Com objetivo de demonstrar detalhadamente o desenvolvimento e a jornada do usuário no assistente virtual, apresenta-se no APÊNDICE F – ASSISTENTE VIRTUAL as especificações técnicas (linguagem de programação, bibliotecas, bases de dados e funções auxiliares), seguido do fluxograma com o passo a passo de utilização por tela nas três seções, descrevendo detalhadamente a jornada do usuário no assistente virtual.

#### 4.4 Métricas de desempenho

A partir das ferramentas desenvolvidas para a aplicação do procedimento operacional, torna-se necessário definir as principais métricas de desempenho para os testes de validação com os usuários. Neste caso, optou-se por métricas qualitativas e quantitativas, com objetivo de permitir uma compreensão global dos impactos na qualidade das análises e na percepção dos usuários em relação a execução de suas atividades, quando da existência de procedimento preestabelecido.

As métricas qualitativas referem-se à percepção dos usuários quanto aos testes, o procedimento, o assistente virtual e aspectos relacionados a execução das atividades de análise de perturbações. As métricas quantitativas referem-se ao tempo de execução, o número de perguntas e a precisão das respostas para o relatório do SIPER e o plano de ação do SGP, por meio de critério definidos com base nos pontos de performance solicitados pelo ONS.

##### 4.4.1 Percepções gerais e específicas

As percepções gerais avaliam critérios quantitativos e qualitativos associados aos testes aplicados aos usuários, por meio de questionários aos usuários e medições pelo avaliador, conforme apresentado no Quadro 15. Os questionários dividem-se em casos de respostas diretas (sim ou não) e percepções do usuário com respostas de 1 a 10. O avaliador faz o controle do tempo pelo relógio com precisão de minutos e a contagem das perguntas durante a execução dos testes.

**Quadro 15 – Percepções gerais dos testes**

Critério	Tipo	Objetivo	Medição	Fonte
<b>Dados Fornecidos</b>	Qualitativo	Garantir que os testes disponibilizaram os dados de forma adequada e suficiente aos usuários.	Questionário (Sim ou Não)	Usuários
<b>Similaridade de Casos Analisados</b>	Qualitativo	Garantir que os usuários foram submetidos a testes aderentes a sua experiência e com evolução no nível de dificuldade.	Questionário (Percepção)	Usuários

<b>Tempo de Execução</b>	Quantitativo	Medir os tempos de execução dos testes, comparando-os com o tempo de referência para avaliação dos desvios.	Relógio (minutos)	Avaliador
	Qualitativo	Verificar a percepção dos usuários em relação aos tempos de referência definidos pelo avaliador.	Questionário (Sim ou Não)	Usuários
<b>Perguntas</b>	Quantitativo	Medir o número de perguntas feitas pelos usuários na execução dos testes.	Contagem	Avaliador

Fonte: Elaboração própria (2025).

As percepções específicas avaliam critérios qualitativos associados aos testes aplicados aos usuários, por meio de questionários apenas aos usuários, conforme apresentado no Quadro 16. Os questionários dividem-se em casos de respostas diretas (sim ou não), percepções do usuário com respostas de 1 a 10 e opiniões enviadas pelos usuários em questão discursiva aberta de *feedback* da experiência. Em cada critério, reúne-se os dados, gerando uma avaliação final das principais percepções dos usuários.

**Quadro 16 – Percepções específicas dos testes**

<b>Critério</b>	<b>Tipo</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Medição</b>	<b>Fonte</b>
<b>Confiança e Segurança</b>	Qualitativo	Verificar o nível de confiança das análises e o nível de segurança das soluções propostas nos testes.	Questionário (Percepção) <i>Feedback</i> (Opinião)	Usuários
<b>Procedimento</b>	Qualitativo	Verificar o nível de necessidade, facilidade e aderência do procedimento à rotina dos usuários.	Questionário (Percepção) <i>Feedback</i> (Opinião)	Usuários
<b>Assistente Virtual</b>	Qualitativo	Verificar o nível de adesão, facilidade, similaridade com humano e satisfação dos usuários com o assistente virtual.	Questionário (Sim ou Não) Questionário (Percepção) <i>Feedback</i> (Opinião)	Usuários

<b>Aprendizado e Base de Conhecimento</b>	Qualitativo	Verificar o nível de aprendizado, valor percebido e adesão como ferramenta educacional do assistente virtual, por conta das ferramentas base de conhecimento e análise guiada com <i>checklist</i> .	Questionário (Sim ou Não) Questionário (Percepção) <i>Feedback</i> (Opinião)	Usuários
<b>Ferramentas Auxiliares</b>	Qualitativo	Verificar o nível de satisfação com as ferramentas auxiliares de causa raiz, viabilidade e plano de ação.	Questionário (Percepção) <i>Feedback</i> (Opinião)	Usuários
<b>Fluidez no Trabalho</b>	Qualitativo	Verificar o nível de melhora da fluidez e na sensação de pressão e estresse no trabalho.	Questionário (Percepção) <i>Feedback</i> (Opinião)	Usuários

Fonte: Elaboração própria (2025).

#### 4.4.2 Precisão das respostas

A precisão das respostas avalia os desempenhos nos testes aplicados aos usuários, por meio dos critérios quantitativos definidos pelo avaliador, com base nos pontos de performance solicitados pelo ONS para as respostas do SIPER e da causa raiz e plano de ação (ver Capítulo 3), conforme apresentado no Quadro 17 e no Quadro 18.

**Quadro 17 – Precisão das respostas do SIPER**

<b>Critério</b>	<b>Tipo</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Medição</b>	<b>Fonte</b>
<b>Tipo de Desligamento</b>	Quantitativo	Validar se o usuário evidenciou o tipo de desligamento na resposta.	Pontuação	Avaliador
<b>Componente</b>	Quantitativo	Validar se o usuário evidenciou o componente que desligou na resposta.	Pontuação	Avaliador
<b>Natureza Elétrica</b>	Quantitativo	Validar se o usuário evidenciou o tipo de perturbação elétrica e as fases envolvidas na resposta.	Pontuação	Avaliador
<b>Causa do Desligamento</b>	Quantitativo	Validar se o usuário evidenciou a causa do desligamento na resposta.	Pontuação	Avaliador

<b>Tempo de Eliminação</b>	Quantitativo	Validar se o usuário evidenciou o tempo de eliminação da perturbação na resposta.	Pontuação	Avaliador
<b>Tipo/Função de Proteção</b>	Quantitativo	Validar se o usuário indicou a(s) proteção(ões) responsável(is) pelo desligamento na resposta.	Pontuação	Avaliador
<b>Desempenho das Proteções</b>	Quantitativo	Validar se o usuário indicou o resultado da análise de desempenho dos SPs.	Pontuação	Avaliador
<b>Causa de Atuação</b>	Quantitativo	Exclusivamente nos casos de desempenho <b>não correto</b> dos SPs, validar se o usuário indicou a causa raiz.	Pontuação	Avaliador
<b>Localização da Falta</b>	Quantitativo	Nos casos de causas de origem interna, validar se o usuário indicou a localização da falta.	Pontuação	Avaliador
<b>Desempenho ERA</b>	Quantitativo	Validar se o usuário indicou o resultado da análise de desempenho do ERAs.	Pontuação	Avaliador
<b>Causa do Desempenho ERA</b>	Quantitativo	Exclusivamente nos casos de desempenho <b>não correto</b> do ERAs, validar se o usuário indicou a causa raiz.	Pontuação	Avaliador
<b>Eficácia ERA</b>	Quantitativo	Validar se o usuário indicou o resultado da análise da eficácia do ERAs.	Pontuação	Avaliador
<b>Causa da Eficácia ERA</b>	Quantitativo	Exclusivamente nos casos de eficácia <b>não satisfatória</b> do ERAs, validar se o usuário indicou a causa raiz.	Pontuação	Avaliador

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 18 – Precisão da causa raiz e plano de ação**

<b>Critério</b>	<b>Tipo</b>	<b>Objetivo</b>	<b>Medição</b>	<b>Fonte</b>
<b>Causa Raiz</b>	Quantitativo	Validar se o usuário identificou as causas raiz associadas as anormalidades da perturbação.	Pontuação	Avaliador
<b>Coerência Técnica</b>	Quantitativo	Validar se o usuário sugeriu ações tecnicamente coerentes para as soluções das anormalidades.	Pontuação	Avaliador
<b>Escopo e Responsabilidades</b>	Quantitativo	Validar se o usuário definiu de forma adequada o escopo e as responsabilidades das ações.	Pontuação	Avaliador

<b>Melhoria Contínua</b>	Quantitativo	Validar se o usuário inseriu ações para garantir o processo de melhoria contínua.	Pontuação	Avaliador
<b>Prazo (Coerência)</b>	Quantitativo	Validar se os prazos indicados pelo usuário estão tecnicamente coerentes e dentro do prazo regulatório.	Pontuação	Avaliador

Fonte: Elaboração própria (2025).

Em cada teste, o avaliador deve definir quais critérios devem ser incluídos e qual a pontuação de cada um, gerando a pontuação máxima de cada teste para os resultados do SIPER e da causa raiz e plano de ação, conforme apresentado no Quadro 19. Para obter a pontuação final, o avaliador inicialmente verifica para aquele teste em específico quais critérios do SIPER são aplicáveis, quais as respostas foram previamente informadas no enunciado do teste e quais dependem da análise do usuário, inserindo pesos distintos. No caso da causa raiz e plano de ação, avalia-se apenas se aplica-se ou não a análise, a depender do teste. Por fim, avalia-se os critérios aplicáveis com a pontuação definida no caso de resposta correta, parcial e incorreta ou pendente.

**Quadro 19 – Ativação e pontuação dos critérios**

Avaliação	Pontuação (Peso)	Avaliação	Fonte
<b>SIPER</b>	Não Aplicável = 0	Correto = 1 Parcial = 0,5 Incorreto/Pendente = 0	Avaliador
	Informado no Teste = 1		
	Depende de Análise = 2		
<b>Causa Raiz e Plano de Ação</b>	Não Aplicável = 0	Correto = 1 Parcial = 0,5 Incorreto/Pendente = 0	Avaliador
	Aplicável = 1		

Fonte: Elaboração própria (2025).

#### 4.5 Metodologia dos testes

A metodologia dos testes segmenta-se por diversas etapas, divididas em subgrupo de definições e preparações (1 a 5), execução com usuários (6 a 12), avaliação e análise dos resultados (13 a 15) e lições aprendidas (16), conforme apresentado no Quadro 20.

**Quadro 20 – Etapas da metodologia dos testes**

Etapas		Objetivos
1	<b>Definição do formato dos testes</b>	Definir os principais aspectos dos testes, garantindo a existência de um grupo de controle e da tomada de resultados para a avaliação e análise dos resultados em aderência às métricas do procedimento proposto.
2	<b>Definição da base histórica</b>	Definir uma série histórica recente com volume e diversidade de dados para os testes.
3	<b>Definição dos casos sob teste</b>	Selecionar casos relevantes e com informações e dados completos para a realização dos testes.
4	<b>Preparação dos dados dos testes</b>	Preparar todos os dados necessários para a execução dos testes, reduzindo a praticamente zero, a necessidade de busca de informações adicionais pelo usuário.
5	<b>Testes iniciais pelo avaliador</b>	Executar os testes com o guia prático ( <i>handbook</i> ) e o assistente virtual de forma preliminar, avaliando o tempo e os dados de todos os testes.
6	<b>Apresentação dos testes aos usuários</b>	Contextualizar os usuários por meio de apresentação dos objetivos do trabalho, do formato dos testes e da avaliação e análise dos resultados.
7	<b>Questionário preliminar</b>	Obter informações sobre a atuação e experiência profissionais dos usuários e sua percepção inicial sobre o uso de assistente virtual.
8	<b>Apresentação do guia prático (<i>handbook</i>)</b>	Realizar uma breve apresentação do procedimento proposto e do guia prático ( <i>handbook</i> ) aos usuários U1 e U3 antes de iniciar os testes da seção a.
9	<b>Testes da seção A</b>	Realizar uma breve apresentação de cada teste, reforçando as premissas do formato, seguindo com a aplicação dos testes e tomada de resultados.
10	<b>Apresentação do assistente virtual</b>	Realizar uma breve apresentação e demonstração prática do assistente virtual a todos os usuários, disponibilizando o guia de utilização.

11	<b>Testes da seção B</b>	Realizar uma breve apresentação de cada teste, reforçando as premissas do formato, seguindo com a aplicação dos testes e tomada de resultados.
12	<b>Questionário final</b>	Obter informações sobre cada teste e sobre a percepção geral dos usuários em todos os aspectos avaliados nas métricas do procedimento proposto.
13	<b>Avaliação e análise dos resultados</b>	Avaliar as respostas do SIPER, causa raiz e plano de ação e analisar todos os resultados em conjunto com os dados obtidos nos questionários.
14	<b>Correções e melhorias do procedimento proposto e/ou assistente virtual</b>	Realizar as principais correções e melhorias identificadas no processo de análise dos resultados.
15	<b>Validação final</b>	Realizar uma reunião de apresentação dos resultados e das correções e melhorias executadas aos usuários, obtendo por meio de questionário específico, a validação final das principais percepções.
16	<b>Lições aprendidas</b>	Elencar as principais lições aprendidas em todas as métricas associadas ao procedimento proposto, permitindo elencar as principais conclusões e trabalhos futuros.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Inicialmente, define-se o formato dos testes (etapa 1) como sendo a realização de análises de perturbações de LTs do SIN por 4 profissionais do setor de O&M, divididos nas seções de testes A e B. Em cada seção, aplicam-se 3 testes para cada usuário, com níveis de dificuldades progressivos (fácil, médio e difícil), classificados pela experiência do autor, considerando a experiência de cada profissional. No total, cada usuário participa de 6 testes, gerando 24 testes ao todo. Neste contexto, os testes devem avaliar os impactos do uso apenas do procedimento operacional, de acesso à histórico similar, de auxílio de profissional experiente e do assistente virtual.

Na seção A, os usuários do grupo de teste (U1 e U3) usam o procedimento operacional por meio do guia prático (*handbook*) e os usuários do grupo de controle (U2 e U4) recebem apenas as informações e dados da perturbação, ambos com possibilidade de utilizar as ferramentas disponibilizadas pelo agente operador. Na seção B, todos os usuários utilizam o procedimento operacional e as ferramentas auxiliares por meio do assistente virtual. Além disso, nas duas seções, os usuários do grupo de controle (U2 e U4) não possuem acesso ao histórico de perturbações similares.

Com relação ao tempo de execução, define-se a padronização por nível de dificuldades dos testes, com 20 minutos para os fáceis, 30 minutos para os médios e 45 minutos para os difíceis. A tolerância não foi informada aos usuários, mas estipulada em 10 minutos para todos os testes. No caso dos usuários menos experientes, permitiu-se o auxílio do avaliador durante os testes, com número ilimitado de perguntas para o usuário U1 (iniciante) e limitado à 5 perguntas para o usuário U2 (intermediário). O Quadro 21 apresenta detalhadamente a definição dos testes por usuário, considerando a experiência, as ferramentas, o nível de dificuldade, o tempo e o auxílio do avaliador.

**Quadro 21 – Formato dos testes do procedimento proposto**

Usuário	Experiência	Testes	Ferramentas	Níveis de Dificuldade	Tempo	Auxílio do Avaliador
U1	Iniciante	A	Testes com o guia prático ( <i>handbook</i> ) (procedimento) e acesso a base histórica de perturbações.	Teste 1a – Fácil	20 min	Contínuo
				Teste 2a – Médio	30 min	
				Teste 3a – Difícil	45 min	
		B	Testes com o assistente virtual (procedimento e ferramentas) e acesso a todas as bases de dados.	Teste 1b – Fácil	20 min	
				Teste 2b – Médio	30 min	
				Teste 3b – Difícil	45 min	
U2	Intermediário	A	Testes sem o guia prático ( <i>handbook</i> ) e sem acesso a base histórica de perturbações.	Teste 1a – Fácil	20 min	5 Perguntas por Teste
				Teste 2a – Médio	30 min	
				Teste 3a – Difícil	45 min	
		B	Testes com o assistente virtual (procedimento e ferramentas) e acesso a todas as bases de dados.	Teste 1b – Fácil	20 min	
				Teste 2b – Médio	30 min	
				Teste 3b – Difícil	45 min	
U3	Avançado	A	Testes com o guia prático ( <i>handbook</i> ) e acesso a base histórica de perturbações.	Teste 1a – Fácil	20 min	Sem Auxílio
				Teste 2a – Médio	30 min	
				Teste 3a – Difícil	45 min	

		B	Testes com o assistente virtual (procedimento e ferramentas) e acesso a todas as bases de dados.	Teste 1b – Fácil	20 min	
				Teste 2b – Médio	30 min	
				Teste 3b – Difícil	45 min	
U4	Avançado	A	Testes sem o guia prático ( <i>handbook</i> ) e sem acesso a base histórica de perturbações.	Teste 1a – Fácil	20 min	Sem Auxílio
				Teste 2a – Médio	30 min	
				Teste 3a – Difícil	45 min	
		B	Testes com o assistente virtual (procedimento e ferramentas) e acesso a todas as bases de dados.	Teste 1b – Fácil	20 min	
				Teste 2b – Médio	30 min	
				Teste 3b – Difícil	45 min	

Fonte: Elaboração própria (2025).

Na definição da base histórica e dos casos sob teste (etapas 2 e 3), os dados devem ser obtidos de agente operador responsável pelo O&M de diversas concessionárias de transmissão, atendendo aos critérios de período em anos, funções de proteção, concessionárias com LTs e casos relevantes e inéditos para os usuários, conforme apresentado no Quadro 22. Em suma, os critérios visam abranger uma quantidade de dados, julgados suficiente, com diversidade de casos, mas com cerca de centenas de casos. Essa limitação, deve-se ao método de comparação de dados por similaridade no assistente virtual, o qual demonstrou-se frágil nos testes com bases de milhares ou dezenas de milhares de linhas, sendo optado por manter poucos dados na versão BETA.

**Quadro 22 – Critérios de definição da base histórica e dos testes**

Definições	Objetivos	Critérios
<b>Período</b>	Garantir o volume, a diversidade e atualidade dos dados.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Remover todos os anos com menos de 20 desligamentos forçados;</li> <li>2. Preconizar pela boa distribuição de casos corretos, incorretos e acidentais;</li> <li>3. Preservar o histórico recente e a série histórica no período da janela sob análise;</li> <li>4. Definir uma série histórica com cerca de 100 desligamentos forçados, garantindo um bom volume de dados.</li> </ol>

<b>Proteções</b>	Garantir a diversidade e relevância de casos e de proteções dentro dos critérios do período.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Avaliar os índices de frequência e desempenho das proteções dentro da série histórica selecionada;</li> <li>2. Selecionar proteções com índice alto dentre as atuações corretas;</li> <li>3. Selecionar proteções com índice alto dentre as atuações incorretas;</li> <li>4. Selecionar proteções com índice alto dentre as atuações acidentais.</li> </ol>
<b>Concessionárias</b>	Garantir a seleção de equipamentos aderentes aos critérios do período e das proteções.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Selecionar concessionárias atualmente em operação pela empresa de O&amp;M;</li> <li>2. Remover todas as concessionárias com menos de 20 desligamentos forçados;</li> <li>3. Selecionar concessionárias com casos relevantes das proteções selecionadas;</li> <li>4. Priorizar LTs com volume e/ou distribuição (corretos, incorretos e acidentais) relevantes de perturbações.</li> </ol>
<b>Casos dos Testes</b>	Garantir a seleção de casos relevantes e inéditos para os usuários.	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Os casos de recusa devem ser desconsiderados, pois apresentam um universo estatístico ínfimo, sendo tratados caso a caso, mesmo na análise estatística de todo o SIN, pelo ONS;</li> <li>2. O usuário sob teste não pode ter sido autor do relatório do caso;</li> <li>3. Os casos dos testes podem ser obtidos de anos não integrantes da série histórica selecionada;</li> <li>4. Os casos não corretos devem possuir todo histórico de ações e documentação pertinente para a análise da perturbação;</li> <li>5. Os casos entre os testes a e b devem avaliar a mesma proteção e com contexto similar;</li> <li>6. Os usuários avançados devem, se possível, receber os mesmos casos, respeitando o critério de autoria;</li> <li>7. Todas as proteções devem ter ao menos um caso em todos os 24 testes.</li> </ol>

Fonte: Elaboração própria (2025).

Na preparação dos dados dos testes (etapa 4), o avaliador deve realizar a manipulação da série histórica, removendo os casos selecionados para os testes do grupo de testes (U1 e U3), e no grupo de controle (U2 e U4), remover de forma adicional os casos similares. No momento dos testes, os usuários não tem acesso a perturbação sob teste, e no caso do grupo de controle, não há histórico similar. Ademais, o avaliador deve reunir todos os dados e informações específicas necessárias para os casos selecionados, disponibilizando em diretório específico do teste para cada usuário, evitando o uso de tempo de forma improdutivo, na busca por referências e/ou documentações externas. Assim, garante-se ao usuário o uso do tempo exclusivamente na análise da perturbação.

Ao concluir a preparação dos testes, o avaliador deve realizar os testes iniciais (etapa 5) para avaliar o tempo de execução, os dados, as informações, as

referências e as documentações disponibilizadas em todos os testes, aplicando as duas ferramentas desenvolvidas.

No início da execução dos testes com os usuários, com objetivo de contextualizar, o avaliador deve realizar apresentação específica dos objetivos do presente trabalho e a metodologia dos testes (etapa 6), por meio do documento apresentado no APÊNDICE G – APRESENTAÇÃO DOS TESTES AOS USUÁRIOS. Em seguida, o avaliador deve disponibilizar o questionário preliminar (etapa 7) para o usuário, com 11 perguntas sobre a atuação e experiência dos profissionais e a percepção inicial sobre o uso de assistente virtual, conforme apresentado no APÊNDICE H – QUESTIONÁRIOS DE AVALIAÇÃO DOS USUÁRIOS.

Nos testes da Seção A (etapas 8 e 9), o avaliador deve apresentar o procedimento operacional por meio do guia prático (*handbook*) apenas aos usuários do grupo de testes (U1 e U3). Na realização dos testes, o avaliador deve controlar o horário, informando ao usuário quando restarem 5 minutos do tempo, bem como responder aos questionamentos dos usuários menos experientes (U1 e U2) dentro do limite preestabelecido, conforme apresentado no APÊNDICE I – PLANILHAS DE CONTROLE E AVALIAÇÃO.

Nos testes da Seção B (etapas 10 e 11), o avaliador deve apresentar o assistente virtual por meio de uma jornada completa de utilização para um caso com anormalidades, permitindo número ilimitado de perguntas neste momento. Ao iniciar os testes, todos os usuários devem receber o guia de utilização apresentado no APÊNDICE J – GUIA DE UTILIZAÇÃO DO ASSISTENTE VIRTUAL, para a consulta durante os testes.

De forma geral, antes de iniciar todos os testes, o avaliador deve explicar de forma geral a perturbação ao usuário, detalhando apenas as informações disponibilizadas pela operação, bem como onde estão todos os dados, informações e documentos para consulta e análise. Os usuários devem entregar o relatório do SIPER, e no caso de identificação de anormalidades, a causa raiz e o plano de ação. Vale destacar, que em detrimento do tempo escasso, os usuários devem ser informados pelo avaliador, de que os entregáveis não precisam ser completos e detalhados, mas devem aos menos indicar uma diretriz clara das causas e ações

necessárias. Os formulários específicos de todos os testes estão apresentados no APÊNDICE K – FORMULÁRIOS DOS TESTES.

No questionário final (etapa 12), solicita-se aos usuários após a conclusão de todos os testes, as percepções gerais e específicas de todos os aspectos sob análise, com 5 perguntas por teste (30 dos testes) e 18 perguntas gerais sobre toda a experiência, conforme apresentado no APÊNDICE H – QUESTIONÁRIOS DE AVALIAÇÃO DOS USUÁRIOS.

Ao concluir os testes (etapa 13), o avaliador deve realizar a avaliação dos relatórios do SIPER, das causas raízes e dos planos de ação, seguido da análise completa dos resultados dos questionários preliminar, final e da qualidade dos entregáveis, por meio das métricas definidas no Capítulo 4. A partir das sugestões dos usuários e da análise dos resultados, deve-se efetuar as correções e melhorias identificadas no procedimento proposto e no assistente virtual (etapa 14). Na sequência, o avaliador deve obter a opinião dos usuários em relação às alterações por meio de uma validação (etapa 15). Por fim, o avaliador deve reunir todas as lições aprendidas (etapa 16), com objetivo de identificar os principais resultados e trabalhos futuros.

#### **4.6 Considerações finais**

O presente capítulo demonstra o processo de desenvolvimento do procedimento operacional de análise de perturbações em LTs, das ferramentas de aplicação no formato de guia prático (*handbook*), o assistente virtual processual, as métricas de desempenho e a metodologia dos testes com os profissionais.

A versão demonstrada neste capítulo representa a última versão disponível do assistente virtual, incluindo a versão adicional compacta para atendimentos em tempo real, após a conclusão das melhorias recomendadas pelos usuários nos testes de validação. O código-fonte está devidamente registrado no Instituto Nacional de Propriedade Industrial (INPI), conforme apresentado no ANEXO A – CERTIFICADO DE REGISTRO DE PROGRAMA DE COMPUTADOR, sobre o número de processo **BR5120250006907-3**, como forma de proteção à patente do *software*.

No processo de desenvolvimento da metodologia de testes, verificou-se a necessidade de aumento no tempo de execução dos testes 1, de 15 min para 20 min, pois nos testes iniciais do avaliador (experiente) o tempo inicialmente estipulado foi violado. De forma adicional, identificou-se a necessidade de coletar e adicionar mais dados e informações externos (manuais, estudos, etc.), para garantir o foco estritamente na análise da perturbação.

Por fim, destaca-se que as métricas e a metodologia dos testes podem ser aplicadas, monitoradas e atualizadas em avaliações de rotina do procedimento operacional e das ferramentas, como forma de garantir o processo de melhoria contínua.

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Este capítulo apresenta as definições e aplicação dos testes de validação do procedimento operacional de análise de perturbações, os principais resultados, as lições aprendidas e os próximos passos, com bases nas percepções do avaliador (autor) e dos usuários.

### 5.1 Introdução

A partir da implementação do procedimento operacional no formato de guia prático (*handbook*) e de assistente virtual, efetuou-se o desenvolvimento e execução de testes de validação com usuários, avaliando os resultados com base nas métricas de desempenho apresentadas no Capítulo 4.

Os dados utilizados nos testes são de casos reais oriundos de uma empresa de O&M do SIN, cujas concessionárias e detalhes mantiveram-se em sigilo, sendo denominadas pela sigla de **transmissora e sequencial numérico (TY)**. Os usuários participantes dos testes estão colaboradores de duas empresas de O&M do SIN, cujos dados mantiveram-se em sigilo, sendo denominados pela sigla de **usuário e sequencial numérico (UX)**. Assim, apresentam-se todos os testes e resultados atendendo à Lei Geral de Proteção de Dados (LGPD) – Lei nº 13.709/2018.

Nos testes, quatro transmissoras (**T1 a T4**) e quatro usuários (**U1 a U4**) foram selecionados, cujos níveis de experiência foram definidos pelo avaliador. Os três primeiros usuários são da primeira empresa de O&M, com níveis de experiência crescente, sendo classificados como iniciante (**U1**), intermediário (**U2**) e avançado (**U3**). O quarto usuário (**U4**) faz parte da segunda empresa de O&M, classificado com nível de experiência avançada.

A partir da definição do procedimento de testes, obtenção dos principais resultados, ações de correção e melhoria e validação final com usuários, conclui-se integralmente a primeira iteração de um ciclo PDCA do procedimento proposto.

## 5.2 Definição e aplicação dos testes

No levantamento interno dos dados de perturbações da empresa de O&M, identificou-se uma divergência entre o número de desligamentos forçados e perturbações da base interna com a base do SIPER, por conta da aplicação de metodologia própria de classificação estatística por este agente operador. Em contrapartida, a coleta de dados oficiais do SIPER, especialmente de muitas concessionárias de forma manual pelo SINtegre, torna-se extremamente onerosa. Por este motivo, optou-se pela avaliação preliminar para a definição dos períodos e das concessionárias, pela base de dados internos da empresa.

A série histórica interna, reflete os relatórios emitidos de 2017 a 2025, com total de mais de 519 desligamentos forçados de LTs, cujos anos de 2017 a 2019, 2022 e 2025, não atendem ao primeiro critério da definição do período (> 20 desligamentos forçados). Assim, aplicando os demais critérios, definiu-se a série histórica de 2020 a 2024, totalizando cerca de 438 (84,4%) desligamentos forçados nesta sondagem. O ano de 2022 permaneceu apenas para não gerar uma lacuna na janela selecionada.

Na sequência, ao aplicar os critérios de definição das proteções na série histórica de 2020 a 2024, evidenciou-se uma predominância do conjunto das proteções 21/21N e 85-21 nos casos de atuações corretas (145 de 337, proporção de 43%), do conjunto das proteções 85-67N e EFP nos casos de atuações incorretas (27 de 66, proporção de 41%) e da proteção TDD nos casos de atuações acidentais (18 de 27, proporção de 67%). Deste modo, definiu-se tais proteções como alvos nos casos específicos, pois indicaram frequência e diversidade dentro da sondagem.

No que tange às concessionárias, a série histórica interna apresenta 26 transmissoras detentoras de uma ou mais linhas de transmissão, destas eliminam-se 8 ao aplicar o primeiro critério de seleção, pois não estão atualmente sob operação da empresa de O&M. Ao aplicar o segundo critério, selecionam-se 9 concessionárias candidatas com mais de 20 desligamentos forçados no período. Por fim, ao avaliar os critérios de relevância, volume e distribuição, definem-se 4 concessionárias com presença significativa dentro da sondagem (150 de 438, proporção de 34%) como alvos nos casos específicos.

Do SIPER, extraíram-se os dados oficiais das 4 concessionárias no período de 2020 a 2024 para a composição da base histórica de perturbações, na qual observou-se a ausência de um padrão específico, exigindo os seguintes ajustes:

- a) Não há padrão específico na análise de desempenho dos SP e ERA, pois há casos com avaliação das unidades de proteção principal e alternada da LT, gerando 4 análises (linhas na tabela) por desligamento forçado, mas há casos de avaliação global por terminal, gerando 2 análises (linhas na tabela). Por esse motivo, no caso de atuação combinada da proteção (exemplo: 21/21N + 85-21), efetuou-se o cadastro da informação de forma separada por relé e/ou terminal, de forma a garantir a identificação destes casos na busca histórica do assistente virtual;
- b) Não há padrões específicos nos casos de religamento sob falta e de tentativas de energização (manual) sem sucesso, pois certos casos refletem na caracterização de novo desligamento forçado com uma nova análise (nova linha) e outros não;
- c) Nos casos que não há necessidade de avaliação e classificação estatística, os campos em branco foram substituídos por “-”, com objetivo de permitir a comparação adequada com o questionário preliminar respondido pelo usuário;
- d) Na planilha obtida do SIPER, efetuou-se a classificação adicional dos critérios associados do procedimento proposto, de modo a garantir os 14 campos de comparação com o questionário preliminar, bem como a inserção dos links de acesso aos 90 relatórios técnicos internos das perturbações da série histórica.

Ao concluir os ajustes, o universo estatístico da base de dados histórica contempla 121 perturbações com 139 desligamentos forçados, provocando 431 análises de desempenho dos SP e ERA, das quais 69% dos casos associam-se as proteções selecionadas, garantindo cerca de 79% das atuações corretas, 72% das atuações incorretas e 100% das atuações acidentais do histórico, conforme apresentado detalhadamente na Tabela 5 e na Tabela 6.

Na seleção dos casos específicos dos testes, criou-se uma escala de complexidade dos casos, iniciando com desligamentos automáticos e religamentos automáticos tripolares (com ou sem reincidência), evoluindo para monopolares (com ou sem reincidência), depois aos casos de atuações incorretas e acidentais com necessidade de análises de diagramas lógicos, e por fim, nos casos de alta complexidade envolvendo análise de lógicas internas de IEDs, diagramas lógicos e

estudos de proteção. Por esse motivo, em certos testes, os casos médios do nível de experiência inferior, aplica-se como fácil no nível seguinte.

**Tabela 5 – Universo estatístico das concessionárias no SIPER**

Período	Concessionárias	Motivo da Seleção	Perturbações	Desligamentos Forçados
2020 a 2024 (5 anos)	T1	Diversidade de casos	23	25
	T2	Diversidade de casos	15	15
	T3	Volume de casos	37	49
	T4	Volume e diversidade de casos	46	50
<b>Total</b>			<b>121</b>	<b>139</b>

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 6 – Detalhamento dos dados das concessionárias no SIPER**

Concessionárias	Análises do SP e ERA	Desempenho	Proteções
T1	47	Acidental – 9 (19%) Correta – 19 (40%) Incorreta – 6 (13%) Não avaliados – 13 (28%)	<b>Frequência de Atuação</b> 21/21N – 188 (44%) 85-21 – 54 (12%) 85-67N – 17 (4%) EFP – 5 (1%) TDD – 35 (8%)  <b>Desempenho</b> Acidental – 34/43 (79%) Correta – 255/355 (72%) Incorreta – 10/10 (100%)
T2	34	Acidental – 14 (41%) Correta – 15 (44%) Não avaliados – 5 (15%)	
T3	181	Correta – 180 (99%) Não avaliados – 1 (1%)	
T4	169	Acidental – 20 (12%) Correta – 141 (83%) Incorreta – 4 (2%) Recusa – 1 (1%) Não avaliados – 3 (2%)	
<b>Total</b>	<b>431</b>		<b>299 (69%)</b>

Fonte: Elaboração própria (2025).

Ao aplicar os critérios de seleção, de forma minuciosa, selecionou-se os casos específicos dos testes, com objetivo de garantir a relevância e ineditismo a cada usuário, conforme apresentado no Quadro 23.

**Quadro 23 – Casos específicos dos testes**

Usuários	Testes	Proteção	Descrição Geral	Concessionária	Data Hora
U1	1a – Fácil	21/21N	Desligamento automático com religamento automático tripolar com sucesso.	T4	20/10/2022 16:29
	1b – Fácil			T1	01/02/2021 17:37
	2a – Médio	85-21	Desligamento automático com religamento automático tripolar sem sucesso (reincidência).	T4	03/11/2023 13:30
	2b – Médio			T2	19/12/2023 17:19
	3a – Difícil	TDD	Desligamento automático acidental durante a execução de serviços/testes.	T1	21/07/2021 09:41
	3b – Difícil			T1	22/07/2021 14:44
U2	1a – Fácil	21/21N	Desligamento automático com religamento automático tripolar sem sucesso (reincidência).	T4	18/09/2021 12:42
	1b – Fácil			T2	19/12/2023 17:19
	2a – Médio	85-21	Desligamento automático com indisponibilidade/anormalidade em sistema de proteção e/ou religamento automático tripolar/monopolar sem sucesso (reincidência).	T2	25/12/2024 05:03
	2b – Médio			T3	16/09/2021 17:17
	3a – Difícil	EFP	Desligamento automático por atuação incorreta da proteção.	T2	01/05/2020 08:00
	3b – Difícil			T2	15/09/2020 05:24
U3	1a – Fácil	21/21N e/ou 85-21	Desligamento automático com religamento automático monopolar sem sucesso (reincidência).	T3	08/09/2021 16:05
	1b – Fácil			T3	01/12/2023 13:57
	2a – Médio	EFP	Desligamento automático por atuação incorreta da proteção.	T2	01/05/2020 08:00
	2b – Médio			T2	15/09/2020 05:24
	3a – Difícil	85-67N	Desligamento automático por atuação incorreta da proteção e/ou do esquema de religamento automático.	T1	21/05/2024 09:04
	3b – Difícil			T1	19/12/2024 05:48

<b>U4</b>	1a – Fácil	21/21N e/ou 85-21	Desligamento automático com religamento automático monopolar sem sucesso (reincidência).	T3	08/09/2021 16:05
	1b – Fácil			T3	02/12/2020 15:12
	2a – Médio	EFP	Desligamento automático por atuação incorreta da proteção.	T2	01/05/2020 08:00
	2b – Médio			T2	15/09/2020 05:24
	3a – Difícil	85-67N	Desligamento automático por atuação incorreta da proteção e/ou do esquema de religamento automático.	T1	21/05/2024 09:04
	3b – Difícil			T1	19/12/2024 05:48

Fonte: Elaboração própria (2025).

Na etapa de preparação dos testes, criou-se uma pasta específica por usuário e testes, disponibilizando de forma personalizada, os seguintes dados e informações:

- a) Formulário específico com as informações da ocorrência;
- b) Formulário específico com o procedimento proposto (se aplicável);
- c) Oscilografias e eventos das unidades de proteção dos dois terminais da LT;
- d) Diagramas unifilares das subestações dos dois terminais da LT;
- e) Trecho específico do estudo de proteção e seletividade associados a proteção sob análise (se aplicável);
- f) Diagramas funcionais e lógicos (se aplicável);
- g) Trecho específico das configurações do IED (se aplicável);
- h) Manual do IED (se aplicável);
- i) Parecer técnico do fabricante (se aplicável).

No que tange à base de dados de perturbação, criou-se uma versão específica para cada usuário, removendo todos os casos sob teste. Nos casos dos U2 e U4, removeu-se de forma adicional, todo e qualquer histórico associado ao caso sob análise ou com similaridade técnica, simulando a primeira ocorrência, conforme definido nas premissas dos testes.

Dessa forma, concluiu-se todas as definições, preparações e aplicações dos testes, cumprindo as etapas 1 a 12 da metodologia apresentada no Capítulo 4, sendo então iniciadas as avaliações dos resultados.

### 5.3 Resultados dos testes

Ao concluir a execução dos testes com usuários, efetuou-se o processo de avaliação das respostas do SIPER, da causa raiz e do plano de ação, aliado com as análises das respostas dos usuários nos questionários. O APÊNDICE L – RESULTADOS DOS TESTES apresenta detalhadamente todos os resultados dos questionários e as avaliações completas de todos os testes.

À vista disso, apresentam-se os principais resultados de todas as métricas definidas no Capítulo 4, seguido de um comparativo das avaliações para identificar os principais aprendizados. As métricas de análise do procedimento dividem-se percepções gerais, específicas e precisão das respostas. Por este motivo, optou-se por apresentar os resultados dos testes em três subitens:

- a) As **avaliações das percepções gerais** buscam identificar as percepções dos usuários em relação aos testes aplicados, verificando a qualidade dos dados fornecidos, a similaridade dos casos analisados com experiências prévias, o tempo de execução disponibilizado e a quantidades de perguntas ao avaliador por tema;
- b) As **avaliações das percepções específicas** buscam identificar as percepções dos usuários em relação a confiança no procedimento e a segurança de suas respostas, a aderência ao procedimento operacional, a qualidade do assistente virtual, ao aprendizado pela base de conhecimento, ao uso das ferramentas auxiliares de causa raiz, viabilidade e gestão, bem como da percepção sobre a fluidez no trabalho;
- c) As **avaliações da precisão das respostas** dos relatórios, causas raízes e planos de ação, a partir da análise do avaliador (autor) e da análise preexistente do caso por outro profissional da empresa de O&M.

Nas avaliações, com objetivo de realizar comparações, definiu-se os seguintes classificadores de desempenho:

- a) **Bom**: resultado acima de 80%;
- b) **Médio**: resultado acima de 50% e igual ou inferior a 80%;
- c) **Ruim**: resultado igual ou inferior a 50%.

### 5.3.1.1 Avaliações das percepções gerais

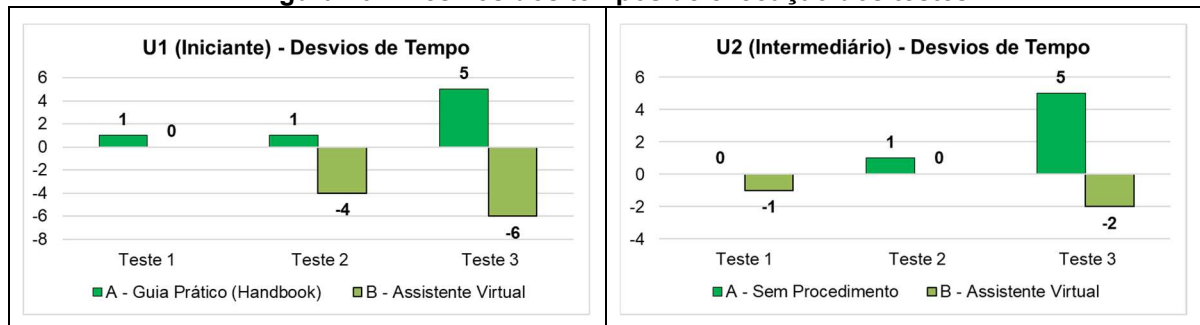
Nas métricas de dados e similaridade, os usuários reportaram de forma unânime (**100%**), que os dados fornecidos foram suficientes. Em relação ao nível de similaridade, os usuários reportaram níveis médios descrentes com a evolução do nível de dificuldade dos testes:

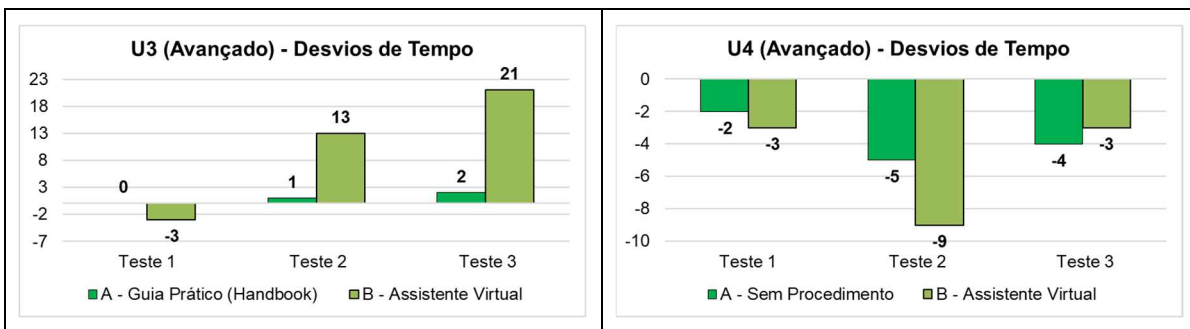
- a) **92,5%** de similaridade para os **testes 1**;
- b) **63,8%** de similaridade para os **testes 2**;
- c) **58,8%** de similaridade para os **testes 3**.

Na percepção dos usuários sobre o tempo de execução dos testes, reportou-se de forma unânime (**100%**), a impossibilidade de análise completa dentro dos tempos estipulados. De forma adicional, informaram como maior dificuldade, o tempo necessário para o uso das ferramentas auxiliares (causa raiz, viabilidade e plano de ação) do assistente virtual. A Figura 20 apresenta os desvios do tempo de execução por usuário, comparando as seções A e B, cujas principais percepções são as seguintes:

- a) O **U1** aumentou o tempo de análise com o uso do assistente virtual, gerando desvios negativos nos testes 2 e 3 da seção B;
- b) O **U2** aumentou o tempo de análise com o uso do assistente virtual, gerando desvios negativos nos testes 1 e 3 da seção B;
- c) O **U3** reduziu o tempo de análise com o uso do assistente virtual, gerando desvios positivos significativos nos testes 2 e 3 da seção B;
- d) O **U4** aumentou o tempo de análise com o uso do assistente virtual, gerando desvios negativos maiores nos testes 1 e 2 da seção B.

**Figura 20 – Desvios dos tempos de execução dos testes**



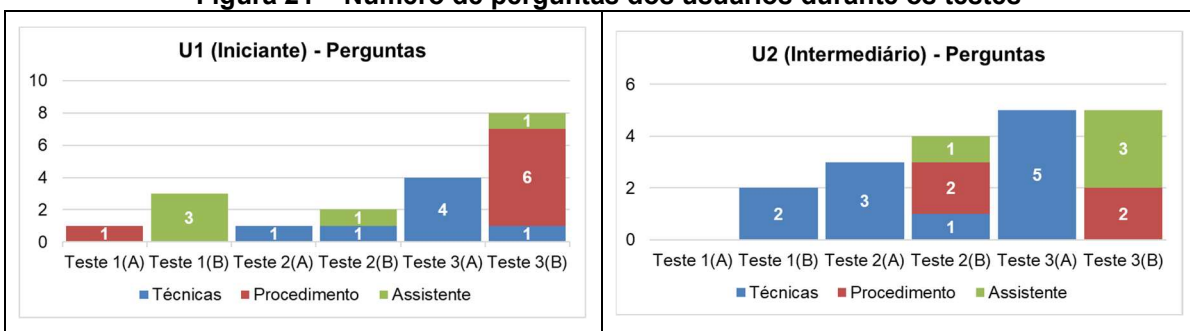


Fonte: Elaboração própria (2025).

No caso dos usuários U1 e U2, efetuou-se a contabilização de perguntas ao avaliador, classificando-as em técnica, procedimento operacional e assistente virtual. A Figura 21 apresenta o número de perguntas por tema e por usuário, comparando as seções A e B, cujas principais percepções são as seguintes:

- a) O **U1** aumentou o número de perguntas com a evolução do nível de dificuldade dos testes e com o uso do assistente virtual. Na seção A observa-se a predominância das dúvidas técnicas. Na seção B, observa-se a redução das dúvidas técnicas e a predominância de dúvidas sobre o procedimento e o assistente virtual;
- b) O **U2** aumentou o número de perguntas com a evolução do nível de dificuldade dos testes, chegando ao limite (5 perguntas) nos testes 3. Na seção A, observa-se a predominância das dúvidas técnicas. Na seção B, observa-se a redução das dúvidas técnicas e a predominância de dúvidas sobre o procedimento e o assistente virtual.

**Figura 21 – Número de perguntas dos usuários durante os testes**



Fonte: Elaboração própria (2025).

A partir destes resultados, as avaliações gerais dos testes permitem identificar os seguintes aspectos:

- a) Os dados foram suficientes, permitindo aos usuários o foco estritamente nas análises das perturbações, conforme previsto no procedimento de testes;
- b) O nível de similaridade dos casos reduziu com a evolução do nível de dificuldade, conforme previsto no procedimento de testes. No caso dos

- testes 2, houve redução mais significativa que o esperado ( $\approx 70-75\%$ ), colocando os resultados muito próximos dos testes 3 (mais difíceis);
- c) Com exceção do **U3**, todos os demais usuários apresentaram aumento no tempo de execução com o uso do assistente virtual;
  - d) O número de perguntas aumentou com a evolução do nível de complexidade dos testes. Na seção A, as dúvidas técnicas formaram a maioria. Na seção B, as dúvidas técnicas reduziram significativamente, com a maioria alterando-se para perguntas sobre o procedimento operacional e o assistente virtual.

À vista disso, as avaliações gerais exigem o confronto com os resultados das demais avaliações, no sentido de inferir as percepções gerais e por usuário, especialmente pelo aumento dos tempos de execução e das dúvidas com o uso do assistente virtual.

### 5.3.1.2 Avaliações das percepções específicas

As avaliações específicas refletem as percepções dos usuários para diversas métricas qualitativas, das quais optou-se por análise gráfica apenas dos níveis de confiança no procedimento e de segurança nas respostas. Nas demais, realizou-se um compilado entre as respostas das perguntas de percepção (de 1 a 10) e os campos abertos de *feedbacks*, criando os argumentos necessários nas correlações apresentadas nas percepções gerais e por usuário.

Nos questionários, as perguntas sobre confiança buscaram avaliar a percepção de melhora com o uso do procedimento proposto. Por outro lado, as perguntas sobre segurança buscaram avaliar a percepção de certeza nas soluções apresentadas nas respostas. A Figura 22 apresenta as percepções (de 1 a 10) dos usuários sobre os níveis de confiança e segurança nos testes, cujas principais percepções são as seguintes:

- a) Os usuários indicaram a manutenção ou aumento no nível de confiança e segurança entre os testes das seções A e B;
- b) Os usuários do grupo de testes (**U1** e **U3**) não apresentaram alteração significativa no comparativo entre as seções A e B;
- c) Os usuários do grupo de controle (**U2** e **U4**) apresentaram alterações significativas no comparativo entre as seções A e B.

**Figura 22 – Percepções individuais de confiança e segurança pelos usuários**



Fonte: Elaboração própria (2025).

O Quadro 24 apresenta as principais avaliações e *feedbacks* gerais dos questionários sobre o procedimento, o assistente virtual, o aprendizado, a base de conhecimento, as ferramentas auxiliares e a fluidez no trabalho.

Quadro 24 – Avaliações e *feedbacks* das demais métricas qualitativas

Métricas	Avaliações dos Questionários	Feedbacks Gerais
<b>Procedimento</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>A maior parte dos usuários (3 de 4) indicaram que precisam de método e seguiram o método proposto na seção B com o assistente virtual;</li> <li>Os usuários do grupo de testes (<b>U1</b> e <b>U3</b>) indicaram uma facilidade percebida de cerca de <b>85%</b> no guia prático (<i>handbook</i>) do procedimento proposto;</li> <li>Os usuários indicaram um nível de percepção de atendimento das necessidades pelo procedimento proposto de aproximadamente <b>95%</b>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os <b>U1</b> e <b>U4</b> reportaram <b>feedbacks positivos</b> sobre o procedimento, reforçando sua importância.</li> </ul>
<b>Assistente Virtual</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>No <b>questionário preliminar</b>, os usuários dividiram-se sobre o uso de um assistente virtual em sua rotina. Em contrapartida, indicaram de forma unânime (<b>100%</b>) o uso da análise histórica e um valor percebido altíssimo de <b>97,5%</b> nas ferramentas disponibilizadas no assistente virtual;</li> <li>Os usuários indicaram um nível de facilidade de uso do assistente virtual de aproximadamente <b>95%</b>;</li> <li>O <b>U1</b> (iniciante) indicou nível de similaridade do assistente com consultor humano experiente de <b>40%</b>. Os demais usuários indicaram aproximadamente <b>77%</b>;</li> <li>Os usuários indicaram nível de satisfação das respostas do assistente virtual de aproximadamente <b>87,5%</b>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os usuários reportaram a ausência de filtro nas listas do assistente virtual como ponto <b>negativo</b>;</li> <li>Os usuários reforçaram a análise histórica como ponto <b>positivo</b>;</li> <li>O <b>U3 sugeriu</b> a implementação de <b>módulo rápido para atendimento em tempo real</b>.</li> </ul>
<b>Aprendizado e Base de Conhecimento</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os usuários demonstraram apoio no uso do assistente virtual como ferramenta educacional;</li> <li>Os usuários indicaram nível de aprendizado de novas técnicas e/ou experiência de aproximadamente <b>95%</b> no uso do assistente virtual;</li> <li>Os usuários indicaram nível de valor percebido sobre os documentos de base de conhecimento e análise guiada de <b>92,5%</b>.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>U1</b> (iniciante) indicou a base de conhecimento como <b>ponto forte</b>;</li> <li><b>U4</b> (experiente) indicou como uma <b>boa ferramenta</b> quando associada da análise histórica.</li> </ul>

<p><b>Ferramentas Auxiliares</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os usuários indicaram <b>nível médio</b> de valor percebido sobre as ferramentas auxiliares.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>U1</b> (iniciante) <b>não comentou</b> e o <b>U2</b> (intermediário) <b>não compreendeu</b> a necessidade de uso das ferramentas;</li> <li>Os <b>U3</b> e <b>U4</b> (avançados) identificaram valor, mas reforçaram sobre a <b>necessidade de tempo para o uso efetivo</b>.</li> </ul>
<p><b>Fluidez no Trabalho</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os usuários indicaram de forma unânime que há melhora na fluidez do trabalho com o uso do procedimento e do assistente virtual;</li> <li>A maioria dos usuários indicaram uma melhora percebida na sensação de pressão e estresse na execução de análises com o uso do assistente virtual.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Os <b>U1</b> (iniciante) e <b>U2</b> (intermediário) não comentaram sobre este aspecto;</li> <li>O <b>U3</b> comentou que a <b>familiaridade</b> deve gerar melhor fluidez;</li> <li>O <b>U4</b> comentou que o uso do procedimento e do assistente virtual não aumentou a complexidade do trabalho, podendo auxiliar o profissional a focar estritamente na análise técnica.</li> </ul>

Fonte: Elaboração própria (2025).

A partir destes resultados, as avaliações específicas dos testes permitem identificar os seguintes aspectos:

- O procedimento operacional demonstrou-se relevante no comparativo entre as seções A e B, pois houve aumento significativo no nível de confiança e segurança dos usuários do grupo de controle (**U2** e **U4**) e manutenção dos níveis nos usuários do grupo de testes (**U1** e **U3**);
- O procedimento operacional demonstrou-se aderente às necessidades usuários, de fácil implantação e visto como primordial na rotina;
- O assistente virtual demonstrou-se um produto preliminar de aplicação do procedimento proposto, com facilidade no uso, satisfação com as respostas, pouca ou média similaridade com humano experiente e melhoria na fluidez do trabalho. Além disso, há necessidade de correções e melhorias para maior aderência às necessidades dos usuários;
- A análise histórica realizada dentro do processo de análise preliminar do assistente virtual, demonstrou-se com alto valor percebido no questionário preliminar, e após os testes, se reafirmou no questionário específico;
- Nas ferramentas auxiliares de análise e investigação, identificou-se alta percepção de valor para o aprendizado e base de conhecimento, pouca

ou nenhuma interação com as demais (causas, viabilidade e plano de ação) por inexperiência e/ou falta de tempo.

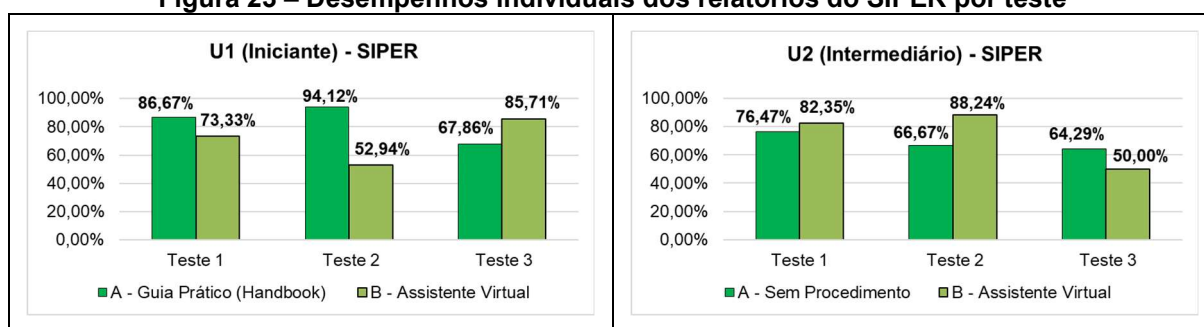
À vista disso, as avaliações específicas demonstram os principais aspectos qualitativos do procedimento operacional e do assistente virtual, permitindo as conexões com as demais avaliações para inferir as percepções gerais e por usuário.

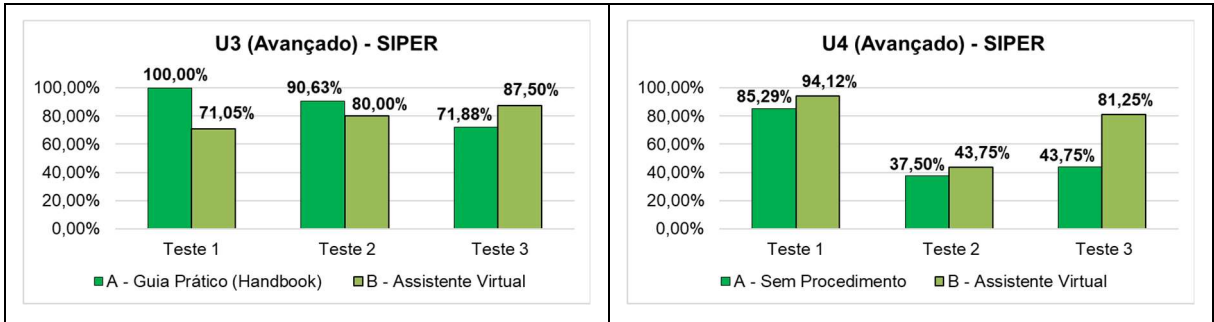
### 5.3.1.3 Avaliações da precisão das respostas

Com base nas métricas e definições da avaliação da precisão das repostas apresentado no Capítulo 4, obteve-se por meio da análise crítica do avaliador (autor), os resultados em relação aos entregáveis dos testes: relatórios do SIPER, identificação das causas raízes e os planos de ação (se aplicável).

Inicialmente, apresentam-se os resultados individuais dos usuários nos seis testes das seções A e B, com objetivo de avaliar o desempenho individual, bem como comparar o grupo de testes e o grupo de controle. A Figura 23 apresenta os resultados dos relatórios do SIPER, a Figura 24 apresenta os resultados das análises das causas raízes e planos de ação e o Quadro 25 apresenta as principais percepções. Ao avaliar os resultados do grupo de testes (**U1** e **U3**), verifica-se que houve a piora nos relatórios do SIPER e a melhora nas análises de causas e definição de planos de ação. No grupo de controle (**U2** e **U4**), houve a manutenção dos resultados do **U2** e a melhora nos resultados do **U4**.

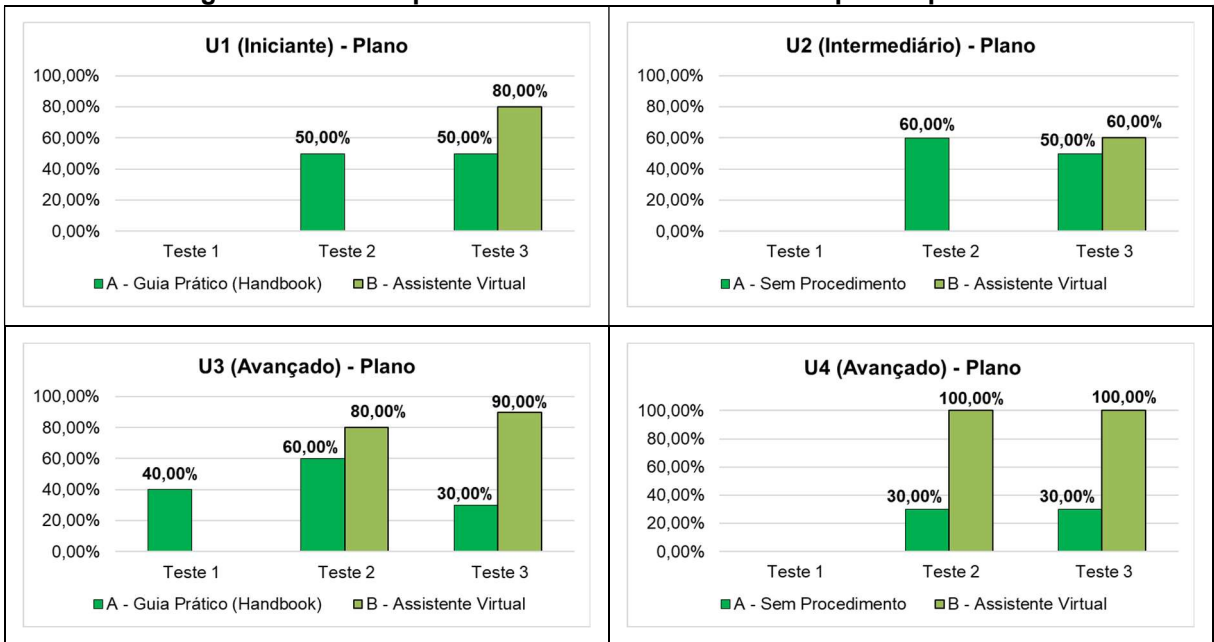
**Figura 23 – Desempenhos individuais dos relatórios do SIPER por teste**





Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 24 – Desempenhos individuais das causas e planos por teste**



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 25 – Percepções individuais da precisão das respostas**

Usuário	Relatórios SIPER	Causas e Planos
<b>U1 (Iniciante)</b>	O uso do assistente virtual provocou piora nos testes 1 e 2 e melhora no teste 3, provocando a redução do desempenho geral.	O uso do assistente virtual provocou melhora nos testes 3. No teste 2(b) não foi possível comparar.
<b>U2 (Intermediário)</b>	O uso do assistente virtual provocou resultado similar no teste 1, melhora no teste 2 e piora no teste 3, provocando em média, a manutenção do desempenho geral.	O uso do assistente virtual provocou a manutenção do desempenho geral.

<b>U3 (Avançado)</b>	O uso do assistente virtual provocou piora nos testes 1 e 2 e melhora no teste 3, provocando a redução do desempenho geral.	O uso do assistente virtual provocou melhora em todos os testes, especialmente no teste 3 (de 30% para 90%), provocando o aumento do desempenho geral.
<b>U4 (Avançado)</b>	O uso do assistente virtual provocou melhora em todos os testes, especialmente no teste 3 (de 43,75% para 81,25%), provocando o aumento do desempenho geral.	O uso do assistente virtual provocou melhora em todos os testes, saindo de 30% para 100%, provocando desempenho geral máximo.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Neste cenário, o comparativo permite entre os grupos de usuário permite evidenciar os aspectos gerais, mas torna-se fundamental avaliar os impactos de cada critério no comparativo entre as seções de testes. Assim, efetuou-se o cálculo da média dos resultados gerais de todos usuários por critério, seguido das médias obtidas nas seções A e B dos testes. Vale ressaltar, que há casos que o teste do usuário não contempla aquele critério, sendo então desconsiderado o usuário do cálculo da média, mantendo apenas a média dos usuários e testes cujo critério era aplicável.

O Quadro 26 apresenta os desempenhos gerais e o Quadro 27 as percepções gerais dos relatórios do SIPER para todos os critérios. Na comparação entre as seções A e B, cerca de 54% dos critérios mantiveram-se estagnados, cerca de 23% melhoraram e cerca de 23% pioraram. O uso do assistente virtual provocou melhora nos campos automáticos do relatório do SIPER e da análise de desempenho do ERA, e piora, nos campos de preenchimento manual de natureza elétrica (fase sob falta), análise de desempenho do SP (tempo de eliminação) e eficácia do ERA. De forma geral, mesmo nos critérios associados às informações disponibilizadas ao usuário no formulário de testes, há casos médios e ruins.

**Quadro 26 – Desempenhos gerais do SIPER por critério**

<b>Critérios</b>	<b>Tipo</b>	<b>Global</b>	<b>Testes (A)</b>	<b>Testes (B)</b>
1 - Tipo de Desligamento	Informação	69%	38%	100%
2 - Componente	Informação	71%	54%	88%
3 - Natureza Elétrica	Análise	75%	92%	58%
4 - Causa do Desligamento	Informação	83%	83%	83%
5 - Tempo de Eliminação	Análise	55%	60%	50%
6 - Tipo/Função de Proteção	Informação	92%	100%	83%

7 - Desempenho das Proteções	Análise	83%	83%	83%
7.1 - Causa de Atuação	Análise	63%	67%	58%
8 - Localização da Falta	Informação	88%	83%	92%
9 - Desempenho ERA	Análise	73%	71%	75%
9.1 - Causa do Desempenho ERA	Análise	50%	42%	60%
10 - Eficácia ERA	Análise	89%	100%	81%
10.1 - Causa da Eficácia ERA	Análise	72%	88%	60%

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 27 – Percepções gerais do SIPER por critério**

Crítérios	A → B	Percepções Gerais
1 - Tipo de Desligamento	Melhorou	Campo Automático no Assistente.
2 - Componente	Melhorou	Campo Automático no Assistente.
3 - Natureza Elétrica	Piorou	O assistente não possui lista de fase sob falta.
4 - Causa do Desligamento	Nenhuma	Informação fornecida no teste.
5 - Tempo de Eliminação	Piorou	Campo Automático no Assistente, mas que houve esquecimento e falta de revisão na resposta final.
6 - Tipo/Função de Proteção	Nenhuma	Informação fornecida no teste.
7 - Desempenho das Proteções	Nenhuma	O assistente não gerou benefício nesta análise.
7.1 - Causa de Atuação	Nenhuma	O assistente não gerou benefício nesta análise.
8 - Localização da Falta	Nenhuma	Informação fornecida no teste.
9 - Desempenho ERA	Nenhuma	O assistente não gerou benefício nesta análise.
9.1 - Causa do Desempenho ERA	Melhorou	O assistente gerou benefício nesta análise.
10 - Eficácia ERA	Nenhuma	O assistente não gerou benefício nesta análise.
10.1 - Causa da Eficácia ERA	Piorou	O assistente não tem rotina automatizada para casos de desligamentos ditos não corretos.

Fonte: Elaboração própria (2025).

O Quadro 28 apresenta os desempenhos gerais e o Quadro 29 as percepções gerais das análises das causas e dos planos de ação para todos os critérios. Em geral, há evidências de melhora em 80% (4 de 5) e manutenção (1 de 5) dos critérios avaliados, quando da utilização do assistente virtual na seção B. A melhora de desempenho associa-se aos modelos históricos de planos de ação disponibilizados de forma automática, e o caso de estagnação, ao processo de análise de causa raiz, o qual depende do uso do conhecimento prévio e uso das ferramentas auxiliares.

**Quadro 28 – Desempenhos gerais da causa raiz e plano por critério**

Critérios	Tipo	Global	Testes (A)	Testes (B)
1 - Causa Raiz	Análise	73%	72%	75%
2 - Coerência Técnica	Análise	80%	78%	83%
3 - Escopo/Responsabilidades	Análise	60%	44%	83%
4 - Melhoria Contínua	Análise	40%	6%	92%
5 – Prazo (Coerência)	Análise	50%	22%	92%

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 29 – Percepções gerais da causa raiz e plano por critério**

Critérios	A → B	Percepção Geral
1 - Causa Raiz	Nenhuma	O assistente não gerou benefício nesta análise
2 - Coerência Técnica	Melhorou	O assistente gerou benefício nesta definição
3 - Escopo/Responsabilidades	Melhorou	O assistente gerou benefício nesta definição
4 - Melhoria Contínua	Melhorou	O assistente gerou benefício nesta definição
5 – Prazo (Coerência)	Melhorou	O assistente gerou benefício nesta definição

Fonte: Elaboração própria (2025).

A partir destes resultados, as avaliações dos relatórios, causas raízes e planos de ação dos testes permitem identificar os seguintes aspectos:

- a) O uso do assistente virtual demonstrou-se negativo para o desempenho do relatório do SIPER e positivo para o desenvolvimento de análise de causa raiz e definição de planos de ação;
- b) A maior parte dos critérios avaliados no relatório do SIPER (54%) apresentaram manutenção do desempenho com uso do assistente virtual. Em contrapartida, cerca de 80% dos critérios apresentaram melhoria na análise de causas e planos de ação com uso do assistente virtual;
- c) Os campos automáticos do assistente virtual provocaram aumento no desempenho geral. Por outro lado, campos de suma importância que eram manuais e não obrigatórios, provocaram redução de desempenho;
- d) A manutenção do desempenho da análise da causa raiz pode ser associada a necessidade de conhecimento e experiência prévia do usuário nas ferramentas diagrama de Ishikawa ou 5 porquês.

### 5.3.2 Comparativo das avaliações

As percepções gerais e por usuário avaliam os principais resultados obtidos nas avaliações, permitindo inferir considerações sobre o desempenho do procedimento proposto em todas as métricas definidas. Para tal, considera-se nesta

comparação, os resultados entre o grupo de controle e de testes, aliado com o impacto do nível de experiência de cada usuário.

O Quadro 30 apresenta o comparativo por usuário das métricas quantitativas, resultando nas seguintes percepções gerais:

- a) O uso do assistente virtual provocou aumento no tempo de execução e no número de perguntas dos usuários, podendo estar associado ao maior critério na análise, especialmente pelo uso da ferramenta de análise guiada (*checklist* e base de conhecimento);
- b) O uso do assistente virtual provocou piora nos relatórios do SIPER, de forma evidente no grupo de testes, podendo estar associada a falta de validação pelos usuários na resposta semiautomática. Além disso, há campos importantes utilizados na lógica de resposta semiautomática, mas que não estavam marcados como obrigatórios;
- c) O uso do assistente virtual provocou melhora na análise de causas e planos de ação, podendo estar associada aos modelos históricos disponibilizados de forma automática. No entanto, a manutenção do desempenho da análise de causa raiz, pode ser associada ao fato dos usuários informarem que não houve tempo hábil para utilizar as ferramentas auxiliares.

**Quadro 30 – Comparativo das métricas quantitativas por usuário**

Usuário	Tempo de Execução	Perguntas	SIPER	Plano
U1 (Iniciante)	Piorou	Aumentou	Piorou	Melhorou
U2 (Intermediário)	Piorou	Aumentou	Similar	Similar
U3 (Avançado)	Melhorou	-	Piorou	Melhorou
U4 (Avançado)	Piorou	-	Melhorou	Melhorou

Fonte: Elaboração própria (2025).

Na sequência, com objetivo de qualificar todas as métricas do procedimento operacional, efetua-se uma análise global, com base em todas as avaliações, buscando identificar aspectos positivos e negativos, conforme apresentado no Quadro 31. Em suma, há percepções exclusivamente negativas apenas em três métricas: tempo de execução, relatório do SIPER e assistente virtual. Nas demais, cerca de 75% (9 de 12), há majoritariamente percepções positivas (58%) ou percepções positivas e negativas (17%).

Quadro 31 – Percepções gerais das métricas de desempenho

Métricas	Avaliação	Percepção Geral
<b>Tempo de Execução</b>	Negativa	Na maioria dos casos, o tempo de execução aumentou, provocando atrasos significativos na entrega dentro do tempo estipulado.
<b>Perguntas</b>	Negativa	O aumento do número de perguntas gerou o aumento no tempo de execução.
	Positiva	O aumento do número de perguntas acende o alerta sob análises e respostas dos testes (a) que não foram validadas e buscaram validações nos testes (b).
<b>SIPER</b>	Negativa	A criação de uma resposta semiautomática gerou um efeito de desatenção e erros banais, pois boa parte dos usuários entendeu que ao responder os formulários, a resposta do SIPER estaria pronta.
<b>Causa Raiz e Plano</b>	Positiva	Os modelos prontos e sugestões de planos de ação, auxiliaram muito no desenvolvimento de respostas rápidas e efetivas, mesmo com os usuários indicando que não tiveram tempo de utilizar com criteriosidade as ferramentas auxiliares.
<b>Dados</b>	Positiva	Os dados foram suficientes para a execução dos testes.
<b>Similaridade</b>	Positiva	Os graus de similaridade foram caindo com o aumento de complexidade, gerando o efeito de ineditismo nos testes.
<b>Confiança</b>	Positiva	Os usuários submetidos ao procedimento nos testes a e b não sofreram alteração significativa na percepção de confiança. Os usuários não submetidos, apresentaram melhora na confiança, especialmente com o aumento da complexidade.
<b>Procedimento</b>	Positiva	Os usuários perceberam utilidade e valor no procedimento desenvolvido, bem como entendem como necessário para um bom desempenho de seu trabalho.
<b>Assistente Virtual</b>	Negativa	Os usuários reportaram que houve retrabalho e perda de tempo na análise, especialmente pela ausência de filtros nas listas do assistente virtual. Além disso, as respostas do SIPER perderam desempenho, o que representa saldo negativo para o assistente de forma isolada, pois o procedimento demonstrou-se efetivo.
<b>Aprendizado e Base de Conhecimento</b>	Positiva	Os usuários indicaram aprendizados nos testes envolvendo o assistente, especialmente por meio das ferramentas de análise histórica, base de conhecimento e análise guiada do desempenho da proteção. Além disso, os usuários foram positivos em relação ao seu uso como ferramenta educacional para treinamentos de casos simulados, de forma similar aos testes.
<b>Ferramentas Auxiliares</b>	Negativa	Os usuários reportaram que as ferramentas auxiliares não foram utilizadas com critério, pois não havia tempo hábil nos testes.
	Positiva	Os usuários mais experientes indicam como positiva sua existência e uso com avaliação criteriosa em ambiente de pós- operação.

<b>Fluidez no Trabalho</b>	Positiva	Os usuários avaliaram o procedimento e o assistente virtual como ferramentas de melhora na fluidez do trabalho, podendo gerar efeitos positivos em relação a nível de pressão e estresse pela alta demanda e/ou complexidade das atividades.
----------------------------	----------	--

Fonte: Elaboração própria (2025).

Na métrica de tempo de execução, houve impacto direto na qualidade dos entregáveis e no uso das ferramentas auxiliares. No entanto, o aumento iria gerar impacto significativo no período total de coleta e análise dos dados. O avaliador utilizou mais de 32 h apenas de testes com os usuários, seguidos de pelo menos mais de 40 h na avaliação dos 24 testes, resultando em mais de 72 h. O tempo usualmente caracteriza-se com um fator estressante em análise de perturbações, e como eram testes controlados, aplicou-se intencionalmente o período reduzido como forma de simular este efeito. Em outra perspectiva, há perturbações que são analisadas em períodos muito longos, tornando o impacto de fatores externos (distração e outras atividades) muito acentuado na avaliação dos testes. Por estes motivos, o tempo de execução manteve-se limitado.

Na métrica do relatório do SIPER, houve impacto na qualidade dos entregáveis por conta das respostas semiautomáticas. O efeito negativo parece estar associado aos usuários não realizarem a validação final, depositando a responsabilidade ao assistente virtual. Por este motivo, ressalta-se a importância de implementação de campos obrigatórios, alertas de revisão e confirmações de validação, caracterizando a responsabilidade final integralmente ao usuário.

Na métrica do assistente virtual, os testes permitiram realizar o ciclo de aprendizado, criando uma lista importante de correções e melhorias. Em outra perspectiva, a aplicação do procedimento operacional em ferramenta de tecnologia, tornou possível criar diversas ferramentas auxiliares importantes, como no caso da análise histórica.

No que tange as demais métricas, há necessidade de ampliar os testes com mais usuários, de forma a efetivamente validá-las, bem como gerar mais um ciclo de aprendizado e melhoria contínua.

## 5.4 Correções, melhorias e validação final

Inicialmente, compilou-se uma lista de correções e melhorias sugeridas pelos usuários e detectadas pelo avaliador na interface com o usuário e na qualidade dos entregáveis. As correções referem-se aos principais erros e limitações identificados na interface com o usuário, sendo apenas a ausência do grupo de causas na etapa de classificação estática, caracterizada como uma falha na aplicação da metodologia do ONS. As melhorias refletem os resultados dos testes com usuários, gerando lições importantes sob alertas, campos obrigatórios e repostas automáticas. A partir disso, procedeu-se com o desenvolvimento das ações necessárias, conforme apresentado no Quadro 32. O APÊNDICE F – ASSISTENTE VIRTUAL apresenta de forma detalhada as versões finais do assistente virtual completo e do compacto, detalhando os principais aspectos de usabilidade.

**Quadro 32 – Correções e melhorias no assistente virtual**

Tipo	Ferramenta	Situação Identificada	Ações Realizadas
<b>Correção</b>	Checklist de Análise Guiada	O <i>checklist</i> permitia o avanço apenas selecionando todas as ações como executadas. No entanto, o usuário deve ter liberdade de analisar conforme a necessidade, pois são ferramentas auxiliares e não obrigatórias.	Inserido apenas uma ação como obrigatória para avançar, buscando garantir no mínimo a leitura da base de conhecimento.
<b>Correção</b>	AHP Simplificado	A solução vencedora e a respectiva pontuação calculada não estavam sendo salvas nas repostas da sessão.	Inserido o campo para ser salvo no histórico de uso ( <i>user_answers</i> ) para o usuário ter acesso ao baixar o arquivo da sessão.
<b>Correção</b>	Classificação Estatística e SIPER	As causas de desligamento forçado não possuíam a classificação de grupo de causas. Por este motivo, o usuário não estava classificando o grupo e gerava dificuldade em selecionar a causa específica, mesmo com filtro dinâmico.	Inserido o grupo de causas, salvando o arquivo no histórico ( <i>user_answers</i> ) e utilizando a seleção para o filtro das causas. Dessa forma, na causa do desligamento inseriu-se o filtro dinâmico e obrigatório pela causa, associado com o filtro dinâmico por palavras-chave pelo usuário.

<b>Melhoria</b>	Filtros em Geral	Os usuários sentiram muita dificuldade em encontrar informações nos campos de classificação do SIPER, pois não havia como filtrar.	Inserido o filtro dinâmico associado a palavra-chave indicada pelo usuário. Por esse motivo, houve necessidade de alteração da função <i>save_user_answers</i> , comportando o novo formato destes campos com filtro dinâmico.
<b>Melhoria</b>	Classificação Estatística e SIPER	Na avaliação verificou-se muitos testes relatório do SIPER indicando o tipo de falta, mas não elencando as fases envolvidas, principalmente pela questão da resposta semiautomática.	Inserido a lista com as fases sob falta para compor a resposta semiautomática no bloco associado a natureza elétrica.
<b>Melhoria</b>	Alertas de Preenchimento e Campos Obrigatórios	Na avaliação verificou-se muitos casos de esquecimento do preenchimento de campos importantes para o SIPER, especialmente o tempo de eliminação dos SP e o bloqueio do ERA.	Inseridos diversos avisos no processo de classificação estatística, imediatamente acima do botão de avançar em cada etapa, reforçando a revisão e preenchimento. Inseridos os campos de tempo de eliminação dos SP e o bloqueio do ERA como obrigatórios.
<b>Melhoria</b>	Resposta Semiautomática do SIPER	Na avaliação verificou-se um problema preocupante de qualidade, no qual os usuários perderam desempenho por depositar total confiança no assistente e não revisarem as respostas.	A resposta semiautomática foi dividida em três blocos: desligamento forçado, proteção e religamento automático. Em cada bloco, orientações específicas um <i>checkbox</i> de revisão e confirmação pelo usuário. Inseridas lógicas de avaliação global do SP e do ERA, gerando textos orientativos e direcionados por situação. Inseridos inúmeros alertas para revisão final do texto do SIPER. Inserida a obrigatoriedade de confirmar nos <i>checkboxes</i> dos três blocos para avançar.

<b>Melhoria</b>	Assistente Virtual Compacto	O <b>U3</b> indicou como importante a criação de uma versão compacta do procedimento, focando em atendimentos em tempo real.	O assistente virtual compacto remove todas as ferramentas auxiliares de análise de causa raiz, viabilidade e plano de ação, pois exigem muito tempo e atenção para o desenvolvimento. Dessa forma, inseriu-se no início da página de classificação estatística, a ferramenta de base de conhecimento e análise guiada sem qualquer campo obrigatório.
-----------------	-----------------------------	--	---

Fonte: Elaboração própria (2025).

Ao concluir as correções e melhorias no assistente virtual, realizou-se um encontro virtual de aproximadamente 1 h com os usuários, apresentando as evoluções e solicitando o preenchimento do questionário de validação disponível no APÊNDICE H – QUESTIONÁRIOS DE AVALIAÇÃO DOS USUÁRIOS. O Quadro 33 apresenta a aderência da maioria dos usuários nas percepções gerais do avaliador, permitindo confirmar as principais conclusões dos testes.

**Quadro 33 – Respostas do questionário de validação**

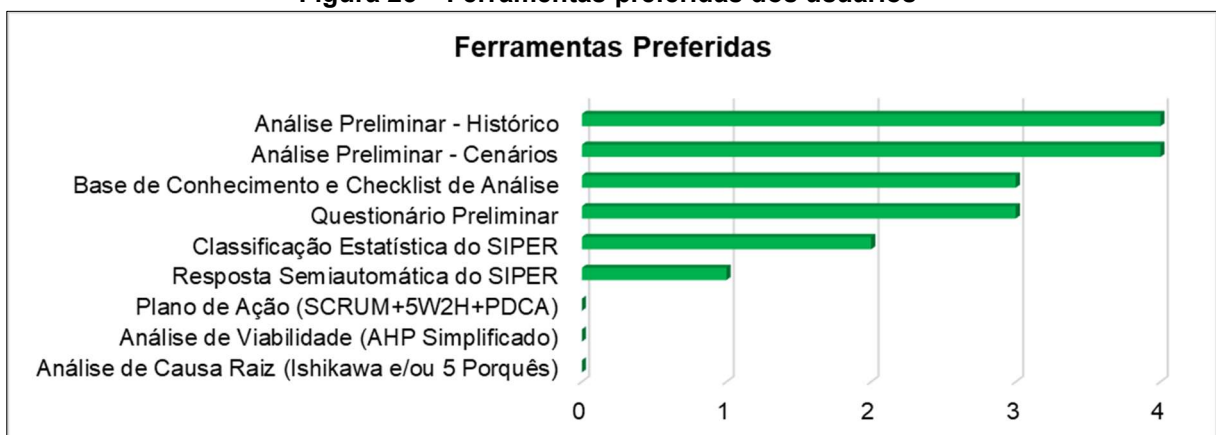
Percepção Geral	Aderência	Conclusão
<b>Avaliações e Percepções do Avaliador</b>	Concordo (100%)	Os usuários concordaram com a metodologia de avaliação e as principais percepções da análise dos resultados.
<b>Tempo de Execução</b>	Concordo (75%) Não Concordo – U2 (25%)	A maioria dos usuários entende que o assistente virtual aumenta o tempo de análise de perturbações.
<b>Dúvidas</b>	Concordo (100%)	Os usuários concordam que os documentos e ferramentas do assistente virtual aumentam o número de dúvidas do usuário.
<b>SIPER</b>	Concordo (100%)	Os usuários concordam que a resposta semiautomática do SIPER gera comodidade e prejudica a qualidade dos relatórios.
<b>Fluidez</b>	Concordo (100%)	Os usuários concordam que o assistente virtual melhora a fluidez no trabalho.
<b>Ferramentas Auxiliares Modelos de Plano de Ação</b>	Concordo (100%)	Os usuários concordam que os modelos de plano de ação do assistente virtual tornam a atividade mais rápida e efetiva.
<b>Ferramentas Auxiliares: Rotina</b>	Concordo (100%)	Os usuários concordam que as ferramentas auxiliares (causa raiz, viabilidade e plano de ação) são aplicáveis na rotina de trabalho.

<b>Ferramentas Auxiliares:</b> Utilização	Concordo (100%)	Os usuários concordam que o uso das ferramentas auxiliares exige tempo hábil e experiência técnica do usuário.
<b>Aprendizado:</b> Base de Conhecimento e Checklist	Concordo (100%)	Os usuários concordam que a base de conhecimento e os <i>checklists</i> são ferramentas de aprendizado contínuo.
<b>Aprendizado:</b> Ferramenta Educacional	Concordo (75%) Não Concordo - U2 (25%)	A maioria dos usuários entende que o assistente virtual pode ser utilizado como ferramenta educacional.
<b>Procedimento:</b> Necessidade	Concordo (100%)	Os usuários concordam que as atividades de análise de perturbações exigem um procedimento bem definido.
<b>Procedimento:</b> Confiança	Concordo (100%)	Os usuários concordam que o procedimento proposto provoca melhora na confiança do usuário na execução das suas atividades.
<b>Procedimento:</b> Recomendação	Sim (100%)	Os usuários recomendariam a implementação do procedimento em sua empresa.
<b>Assistente Virtual:</b> Interface	Sim (100%) Média – 7,75 (Médio)	Os usuários concordam que a interface representa um ponto crucial e a média da interface atual está em 77,5% (médio).
<b>Assistente Virtual:</b> Melhorias	Concordo (100%)	Os usuários concordam que as melhorias do assistente virtual geram impacto na qualidade e agilidade da utilização.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Com relação as ferramentas, solicitou-se aos usuários o destaque de suas preferências, gerando o ranking indicado na Figura 25. Assim, confirma-se a predileção dos usuários pelas ferramentas de análise histórica e dos documentos de análise guiada, conforme respostas obtidas nos questionários preliminar e específico. Adicionalmente, o Quadro 34 apresenta os feedbacks finais dos usuários, ressaltando a transparência na melhoria contínua e o comprometimento dos participantes durante todo o processo.

**Figura 25 – Ferramentas preferidas dos usuários**



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 34 – Feedbacks finais dos usuários**

Usuário	Feedbacks Finais
U1	<p><i>“Acredito que a continuidade do uso da ferramenta irá gerar maior familiaridade e consequentemente, melhora na fluidez e tempo de uso. O uso para iniciantes, como método educativo e de treinamento me parece um bom uso da ferramenta. Sugestão: Colocar em todas as perguntas obrigatórias contidas no assistente um indicativo de obrigatoriedade, como um asterisco “*”.”</i></p>
U2	<p><i>“Acredito que a ferramenta tem sim grande potencial, servindo tanto para usuários iniciantes como experientes. Uma melhora de apresentação e da estrutura já traria grande melhora. O uso como ferramenta de banco de dados foi bem interessante.”</i></p>
U3	<p><i>“O uso repetitivo da ferramenta, após o “contato” inicial muito provavelmente melhoraria as estatísticas de tempo/qualidade, em conjunto com as melhorias de filtro de pesquisa implementados.”</i></p>
U4	<p><i>“O procedimento e o assistente virtual tem o potencial de diminuir os erros, evitando que o analista esqueça de algum ponto crucial na análise, resposta ao ONS ou plano de ação.”</i></p>

Fonte: Elaboração própria (2025).

## 5.5 Considerações Finais

Inicialmente, destaca-se que na escolha dos casos dos testes, efetuou-se um processo de curadoria e personalização dos desafios por nível de dificuldade, garantindo a relevância e ineditismo à cada usuário. Assim, mantendo a aderência dos testes à metodologia proposta no Capítulo 4.

As avaliações permitiram identificar a aderência da execução dos testes com a metodologia proposta, gerando aprendizados importantes para o desenvolvimento do procedimento operacional. Neste sentido, ressalta-se como principal resultado, a comprovação da percepção de valor e utilidade pelos usuários. Com relação ao assistente virtual, entende-se que pode ser desenvolvido em qualquer ferramenta de tecnologia, mas há necessidade de testes com número maior de usuários para validação em grande escala.

Portanto, ao concluir os testes, confirma-se o desenvolvimento completo de um ciclo de melhoria contínua, com lições aprendidas e próximos passos, aderentes com as expectativas dos usuários.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O cenário complexo de operação do SIN, decorrente de limitações na infraestrutura de interconexão das regiões elétricas e do aumento significativo das fontes renováveis e intermitentes, torna fundamental a análise de perturbações em LTs, responsáveis por mais de 70% dos desligamentos forçados. No entanto, a busca por ferramentas, evidenciou uma lacuna nos aspectos associados à transferência de conhecimento e ciclo de melhoria contínua, provocando a dependência dos experientes e dificuldade de formação dos novos profissionais.

A revisão bibliográfica permitiu identificar que os requisitos técnicos, as metodologias, processos e relatórios do SIN demonstram-se robustos, transparentes e ágeis, quando comparados com Austrália, EUA e Europa. Nos índices gerais de perturbações, quando comparados, o SIN apresenta valores elevados de desligamentos forçados a cada 100 km de LTs. Nos sistemas de proteção, há desempenho geral similar ao EUA (NERC), mas os índices de atuações não corretas por causas humanas estão elevados. Por este motivo, recomenda-se ao ONS, avaliar a possibilidade de aprimorar as metodologias e processos de análise de dinâmica, dos critérios de impacto, da análise de causas e das lições aprendidas, utilizando a NERC (EUA) e a AEMO (Austrália) como referências.

O procedimento operacional desenvolvido demonstrou atender de forma adequada, à necessidade dos profissionais de análise de perturbações, criando padrões e processos para execução das atividades técnicas, regulatórias, de aprendizado e de gestão de anormalidades. De forma adicional, as métricas desenvolvidas permitem o monitoramento, por meio da metodologia de testes, perpetuando o ciclo de aprendizado e de melhoria contínua.

Nos testes com o guia prático (*handbook*) e o assistente virtual, antes das correções e melhorias, os resultados das percepções demonstraram 58% apenas positivas, 17% positivas e negativas e 25% apenas negativas. Ao concluir as alterações no assistente virtual, formou-se maioria (>75%) em concordância em relação aos benefícios destas ações, bem como da necessidade de treinamentos e uso rotineiro para garantir a qualidade nos entregáveis regulatórios ao ONS.

De forma geral, os níveis de confiança nas análises e segurança nas soluções propostas aumentaram. O ciclo de aprendizado dos profissionais inexperientes foi melhorado por meio da análise guiada (base de conhecimento e *checklists*), a análise histórica e os modelos de planos de ação. As ferramentas auxiliares (causa raiz, viabilidade e plano de ação) não foram devidamente testadas, pois exigiam tempo hábil, capacidade e experiência técnica do usuário. Nos relatórios do SIPER, houve dificuldade de implementação da resposta semiautomática, pois os resultados pioraram por falta de revisão pelo usuário. Na análise de causa raiz e plano de ação do SGP, houve melhora significativa nos resultados, pois os modelos históricos facilitaram e deram assertividade nas ações.

No uso do assistente virtual, os usuários reportaram facilidade, boas respostas, interface de usuário mediana, similaridade média com um consultor humano experiente e melhora na fluidez do trabalho. A aplicação como copiloto processual foi recomendada, pois não impacta de modo significativo na rotina de atividades com os demais *softwares*. A análise preliminar foi escolhida como a melhor ferramenta, pelo fato de apresentar orientações gerais do cenário sob análise e apresentar os relatórios completos dos casos históricos similares. De forma geral, o processo de desenvolvimento testes, correções, melhorias e validações, gerou um ciclo completo de melhoria contínua para o procedimento operacional proposto, tornando-o mais robusto e aderente às necessidades dos usuários. Assim, os agentes operadores podem realizar a aplicação no formato de assistente virtual ou ferramenta de tecnologia equivalente, aderente à rotina de atividades da empresa.

À vista disso, o presente trabalho atendeu os objetivos, com procedimento operacional proposto aprovado e recomendado pelos participantes dos testes, bem como a aplicação em ferramenta computacional com patente registrada, reforçando o impacto positivo gerado na árdua e complexa rotina de empresas de O&M no SIN. Aos trabalhos futuros, reitera-se a importância testes com mais usuários e a implementação de métodos avançados de processamento e análise de dados, provavelmente com algoritmos de inteligência artificial, propiciando o desenvolvimento das seguintes ferramentas complementares:

- a) Indicadores dinâmicos e agrupados para tomadas de decisão como inteligência de negócio;

- b) Análise da ferramenta desenvolvida com um maior grupo de usuários para que as percepções dos testes se evidenciem como resultados concretos do ponto de vista estatístico;
- c) Análise histórica para desenvolvimento de tendências e predição;
- d) Copiloto com *chatbot* treinado com os documentos de base de conhecimento e relatórios internos, realizando buscas específicas a partir de classificadores do procedimento proposto;
- e) Implementar a análise de perturbações de todos os equipamentos do SEP.

## REFERÊNCIAS

- ABDELMOUMENE, A.; BENTARZI, H. **A review on protective relays' developments and trends**. *Journal of Energy in Southern Africa*, nº 2, 25, p. 91-95, mai, 2014. Disponível em: [https://www.researchgate.net/publication/268504941\\_A\\_review\\_on\\_protective\\_relays%27\\_developments\\_and\\_trends](https://www.researchgate.net/publication/268504941_A_review_on_protective_relays%27_developments_and_trends). Acesso em: 01 dez. 2019.
- ABNT. **ABNT NBR ISO 9001:2015/Emenda 1:2024: sistemas de gestão da qualidade — requisitos**. Rio de Janeiro: ABNT, 2024. Disponível em: Plataforma Interna CONFEA/CREA. Acesso em 10 out. 2025.
- AEMC. **National Electricity Rules**. Canberra: AER, 2025. Disponível em: <https://energy-rules.aemc.gov.au/ner/710>. Acesso em: 07 out. 2025.
- AEMO. **Power System Security Guidelines (SO\_OP\_3715)**. Canberra: AEMO, 2024. Disponível em: [https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security\\_and\\_reliability/power\\_system\\_ops/procedures/so\\_op\\_3715-power-system-security-guidelines.pdf?la=en](https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/security_and_reliability/power_system_ops/procedures/so_op_3715-power-system-security-guidelines.pdf?la=en). Acesso em: 07 out. 2025.
- AEMO. **Technical Integration of Distributed Energy Resources**. Canberra: AEMO, 2019. Disponível em: <https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/der/2019/technical-integration/technical-integration-of-der-report.pdf>. Acesso em: 08 out. 2025.
- AER. **Electricity and gas networks performance report**. Canberra: AER, 2025a. Disponível em: [https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Infographics%20-%202023%20Electricity%20network%20performance%20report\\_0.pdf](https://www.aer.gov.au/system/files/AER%20-%20Infographics%20-%202023%20Electricity%20network%20performance%20report_0.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.
- AER. **Our role**. Canberra: AER, 2025b. Disponível em: <https://www.aer.gov.au/about/aer/our-role>. Acesso em: 07 out. 2025.
- ALEXANDRINO, Mateus. **Desenvolvimento da descrição de especificação de sistemas de proteção, supervisão e controle para funções de transmissão conforme a IEC 61850**. 2021. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Energia Elétrica) - Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2021.
- ALI, Z. M.; ESMAIL, E. M. Deep learning and wavelet packet transform for fault diagnosis in double circuit transmission lines. **Scientific Reports**, v. 15, n. 1, 17 ago. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-15583-8>. Acesso em: 20 out. 2025.
- AL-MAHROUQI, M. *et al.* Data-driven predictive models for wind-induced transmission line interruptions. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 171, p. 110969, 25 ago. 2025a. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2025.110969>. Acesso em: 6 out. 2025.
- AL-MAHROUQI *et al.* Wind-induced transmission line interruption fragility models: An

adaptive GAN-augmented probabilistic classification approach for extremely unbalanced data. **Energy and AI**, p. 100511–100511, 1 abr. 2025b. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.egyai.2025.100511>. Acesso em: 20 out. 2025.

ANDRADE, J. R. *et al.* Data-Driven Anomaly Detection and Event Log Profiling of SCADA Alarms. **IEEE Access**, v. 10, p. 73758–73773, 1 jan. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2022.3190398>. Acesso em: 20 out. 2025.

ANEEL. **Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica: Módulo 4 – Prestação dos Serviços**, 2023. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905\\_2\\_3.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020905_2_3.pdf). Acesso em: 20 out. 2025.

ANSARINEJAD, K.; HUANG, Y.; YODO, N. AI-Driven Outage Management with Exploratory Data Analysis, Predictive Modeling, and LLM-Based Interface Integration. **Energies**, v. 18, n. 19, p. 5244–5244, 2 out. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en18195244>. Acesso em: 06 out. 2025.

ANWAR, T. *et al.* Robust fault detection and classification in power transmission lines via ensemble machine learning models. **Scientific Reports**, v. 15, n. 1, 20 jan. 2025. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41598-025-86554-2>. Acesso em: 20 out. 2025.

BANSAL, Ramesh. **Power System Protection in Smart Grid Environment**. 1ª ed. Nova Iorque: Taylor & Francis, 2019.

BARRETO, N. *et al.* Artificial Neural Network Approach for Fault Detection and Identification in Power Systems with Wide Area Measurement Systems. **Journal of Control, Automation and Electrical Systems**, v. 32, n. 6, p. 1617–1626, 17 ago. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s40313-021-00785-y>. Acesso em: 20 out. 2025.

BLACKBURN, J. LEWIS; DOMIN, J. Thomas. **Protective Relaying Principles and Applications**. v. 86

CAO, Xue; ABDULHADI, Ibrahim; BOOTH, Campbell; BURT, Graeme. Defining the role of wide area adaptive protection in future networks. **Proceedings of the Universities Power Engineering Conference**, 2012. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/UPEC.2012.6398412>. Acesso em: 01 dez. 2019.

CONPROVE ENGENHARIA. **Teste de Relé de Proteção**. Uberlândia: CONPROVE, 2025. Disponível em: <https://conprove.com/teste-de-rele-de-protecao/?srsltid=AfmBOorwGxdR6L9OIQq7ejPCMuR7bdrfxd0GGfP31RdWslid5PTzbpj>. Acesso em: 02 out. 2025.

DA SILVA ANTUNES, F. A.; DA SILVEIRA, P. M. Expert transmission assisted-healing system application based on alarms and real-time measurements. **Electrical Engineering**, v. 101, n. 1, p. 279–290, abr. 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s00202-019-00777-x>. Acesso em: 06 out. 2025.

DESTA, B. Z.; WOGARI, M. M.; GUBANSKI, S. M. Analyses of unexplained faults in transmission lines in the power grid of Ethiopia. **Electric Power Systems Research**, v. 231, p. 110293–110293, 1 jun. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110293>. Acesso em: 06 out. 2025.

ENTSO-E. **ENTSO-E Mission Statement**. Bruxelas: ENTSO-E, 2025a. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/mission-statement/>. Acesso em: 07 out. 2025.

ENTSO-E. **ENTSO-E SG Protection Equipment: Best Protection Practices for HV and EHV AC-Transmission Systems of ENTSO-E Electrical Grids**. Bruxelas: ENTSO-E, 2018b. Disponível em: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Best\\_protection\\_practices\\_for\\_HV\\_EHV\\_AC\\_transmission\\_system.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Best_protection_practices_for_HV_EHV_AC_transmission_system.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

ENTSO-E. **ENTSO-E SG Protection Equipment: System protection behavior and settings during system disturbances**. Bruxelas: ENTSO-E, 2018a. Disponível em: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional\\_Groups\\_Continental\\_Europe/2018/180606\\_SOC\\_TOP\\_07.2\\_D.2\\_System\\_protection\\_behaviour%20and\\_settings\\_during\\_system\\_disturbances.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Regional_Groups_Continental_Europe/2018/180606_SOC_TOP_07.2_D.2_System_protection_behaviour%20and_settings_during_system_disturbances.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

ENTSO-E. **Grid Disturbance Definitions for the Power System above 100 kV**. Bruxelas: ENTSO-E, 2021. Disponível em: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/ENTSO-E\\_Grid\\_Disturbance\\_Definitions\\_for\\_the\\_Power\\_System\\_above\\_100\\_kV\\_-\\_to\\_be\\_published\\_version\\_\\_1\\_.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/ENTSO-E_Grid_Disturbance_Definitions_for_the_Power_System_above_100_kV_-_to_be_published_version__1_.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

ENTSO-E. **ICS 2024 Annual Report**. Bruxelas: ENTSO-E, 2025c. Disponível em: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident\\_Classification\\_Scale/2024/2024\\_Incident\\_Classification\\_Scale\\_annual\\_report.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/2024/2024_Incident_Classification_Scale_annual_report.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

ENTSO-E. **Incident Classification Scale Methodology**. Bruxelas: ENTSO-E, 2019. Disponível em: [https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident\\_Classification\\_Scale/200629\\_Incident\\_Classification\\_Scale\\_Methodology\\_revised\\_and\\_in\\_use\\_as\\_of\\_2020.pdf](https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/SOC%20documents/Incident_Classification_Scale/200629_Incident_Classification_Scale_Methodology_revised_and_in_use_as_of_2020.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

ENTSO-E. **Statistical Factsheet 2024: Provisional values as of March 2025**. Bruxelas: ENTSO-E, 2025b. Disponível em: [https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe\\_sfs2024\\_web.pdf](https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Publications/Statistics/Factsheet/entsoe_sfs2024_web.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

ESMAEILIAN, A.; POPOVIC, T.; KEZUNOVIC, M.. Transmission line relay mis-operation detection based on time-synchronized field data. **Electric Power Systems Research**, v. 125, p. 174–183, 4 maio 2015. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2015.04.008>. Acesso em: 20 out. 2025.

EU. **Commission Regulation (EU) 2017/1485 of 2 August 2017 establishing a guideline pm electricity transmission system operation**. 2021. Disponível em: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:02017R1485-20210315>. Acesso em: 07 out. 2025.

FERREIRA, V. F. *et al.* Probabilistic transmission line fault diagnosis using autonomous neural models. **Electrical Power Systems Research**, v. 185, p. 106360–106360, 1 ago. 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106360>. Acesso em: 20 out. 2025.

FRITZEN, P. C. *et al.* Hybrid system based on constructive heuristic and integer programming for the solution of problems of fault section estimation and alarm processing in power systems. **Electric Power Systems Research**, v. 90, p. 55–66, set. 2012. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2012.04.002>. Acesso em: 20 out. 2025.

GCOI. Subcomitê de Estudos Elétricos. Grupo de Trabalho de Proteção. **Sistemática para estatística de atuações das proteções e desligamentos forçados de geradores, transformadores de potência, barramentos e equipamentos de compensação reativa do sistema interligado (Relatório SCEL/GTP/S-006/82)**. Rio de Janeiro: GCOI, 1982b. Disponível em: <https://bibliotecasdaenergia.com.br/>. Acesso em: 06 out. 2025.

GCOI. Subcomitê de Estudos Elétricos. Grupo de Trabalho de Proteção. **Sistemática para estatística de atuação das proteções e desligamentos forçados de linhas do sistema interligado (Relatório SCEL/GTP/S-005/82)**. Rio de Janeiro: GCOI, 1982a. Disponível em: <https://bibliotecasdaenergia.com.br/>. Acesso em: 06 out. 2025.

GOPAKUMAR, P. *et al.* Remote monitoring system for real time detection and classification of transmission line faults in a power grid using PMU measurements. **Protection and Control of Modern Power Systems**, v. 3, n. 1, 5 jun. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1186/s41601-018-0089-x>. Acesso em: 20 out. 2025.

GRUZDOV, A. G.; VOLOSHIN, A. A.; VOLOSHIN, E. A. Development of a Cloud Service for Forecasting Power Outages of Consumers With Damage Assessment Based on Thunderstorms Data. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 60, n. 5, p. 7491–7499, set. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TIA.2024.3408722>. Acesso em: 20 out. 2025.

IBRAHIM, Mohamed A. **Disturbance analysis for power systems**. Hoboken, New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2012.

IEA. **WORLD ENERGY OUTLOOK 2024**: Executive summary. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024/executive-summary>. Acesso em: 13 out. 2025.

IEEE. **IEEE Guide for Protective Relay Applications to Transmission Lines**. [New York, NY: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2016. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7502047>. Acesso em: 15 set.

2020.

IEEE. **IEEE Standard Electrical Power System Device Function Numbers and Contact Designations**. New York, NY: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 1997. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.1997.82366>. Acesso em: 06 out. 2025.

IEEE. **IEEE Standard Terms for Reporting and Analyzing Outage Occurrences and Outage States of Electrical Transmission Facilities**. New York, NY: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8748237>. Acesso em: 06 out. 2025.

IEEE. **IEEE Xplore**. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/Xplore/home.jsp>. Acesso em: 20 out. 2025.

ISHIKAWA, Kaoru. **Guide to quality control**. Hong Kong: Asian Productivity Organization, 1976. (Industrial Engineering and Technology). ISBN 92-833-1035-7.

JIANG, J.-A. *et al.* A Hybrid Framework for Fault Detection, Classification, and Location—Part I: Concept, Structure, and Methodology. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 26, n. 3, p. 1988–1998, jul. 2011. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2011.2141157>. Acesso em: 20 out. 2025.

KANWAL, S.; SOMCHAT JIRIWIBHAKORN. Artificial Intelligence based Faults Identification, Classification, and Localization Techniques in Transmission Lines-A Review. **IEEE Latin America Transactions**, v. 21, n. 12, p. 1291–1305, 2 nov. 2023. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TLA.2023.10305233>. Acesso em: 06 out. 2025.

KEZUNOVIC, M.; POPOVIC, T. Substation Data Integration for Automated Data Analysis Systems. **2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting**, p. 1–6, jun. 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/PES.2007.386177>. Acesso em: 09 out. 2025.

KINDERMANN, Geraldo. **Curto-Circuito**. 2ª ed. Porto Alegre: Sagra Luzzato, 1997.

KLOMJIT, J.; NGAOPITAKKUL, A. Comparison of Artificial Intelligence Methods for Fault Classification of the 115-kV Hybrid Transmission System. **Applied Sciences**, v. 10, n. 11, p. 3967, 7 jun. 2020. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.3390/app10113967>. Acesso em: 20 out. 2025.

LABUSCHAGNE, C.; FISCHER, N.; KASZTENNY, B. Simplifying and improving protection of temporary and unusual bus configurations with microprocessor-based relays. **39th Annual Western Protective Relay Conference**, p. 1-12, 2012. Disponível em: <https://selinc.com/api/download/101008/>. Acesso em: 12 dez. 2019.

LOPES, F. V. *et al.* Methodology for Protection Performance Evaluation on Power Transmission Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 2, p. 769–778, abr. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2017.2710084>. Acesso em: 06 out. 2025.

MDPI. **MDPI**. Disponível em: <https://www.mdpi.com/>. Acesso em: 20 out. 2025.

NERC. **About NERC**. Washington DC: NERC, 2025a. Disponível em: <https://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>. Acesso em: 07 out. 2025.

NERC. **Cause Analysis Methods for NERC, Regional Entities, and Registered Entities**. Washington DC: NERC, 2011. Disponível em: [https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/EA%20Program%20Document%20Library/Cause%20Analysis%20Methods%20for%20NERC,%20Regional%20Entities,%20and%20Registered%20Entities\\_09202011\\_rev1.pdf](https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/EA%20Program%20Document%20Library/Cause%20Analysis%20Methods%20for%20NERC,%20Regional%20Entities,%20and%20Registered%20Entities_09202011_rev1.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

NERC. **Electric Reliability Organization: Event Analysis Process Version 5.0**. Washington DC: NERC, 2024. Disponível em: [https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/ERO\\_EAP\\_Documents%20DL/ERO\\_EAP\\_v5.0.pdf](https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/ERO_EAP_Documents%20DL/ERO_EAP_v5.0.pdf). Acesso em: 07 out. 2025.

NERC. **PRC-002-5 – Disturbance Monitoring and Reporting Requirements**. Washington DC: NERC, 2025c. Disponível em: <https://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards/PRC-002-5.pdf>. Acesso em: 06 out. 2025.

NERC. **PRC-004-6 — Protection System Misoperation Identification and Correction**. Washington DC: NERC, 2020. Disponível em: <https://www.nerc.com/pa/Stand/Reliability%20Standards/PRC-004-6.pdf>. Acesso em: 04 jan. 2025.

NERC. **2025 State of Reliability: Technical Assessment of 2024 Bulk Power System Performance**. Washington DC: NERC, 2025b. Disponível em: [https://www.nerc.com/globalassets/programs/rapa/pa/nerc\\_sor\\_2025\\_technical\\_assessment.pdf](https://www.nerc.com/globalassets/programs/rapa/pa/nerc_sor_2025_technical_assessment.pdf). Acesso em: 20 jan. 2026.

OMICRON ELECTRONICS GMBH. **Highly Flexible Solution for Protection Relay Testing**. [Klaus, Áustria]: OMICRON, 2025. Disponível em: <https://www.omicronenergy.com/en/solution/highly-flexible-solution-for-protection-relay-testing/>. Acesso em: 02 out. 2025.

ONS. **Filosofias das proteções das LTs de alta e extra alta tensão da rede de operação do ONS**. 2011. 61 p. Disponível em: <https://www.ons.org.br/>. Acesso em: 26 jan. 2018.

ONS. **Manual de Procedimentos da Operação: Módulo 5 - Submódulo 5.13: Informações e Dados sobre Perturbações para elaboração do IPIE e do BISE (Rotina RO-AN.BR.04)**. Rio de Janeiro: ONS, 2024b. Disponível em: [https://proxyporais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.2-RS\\_2021.06.pdf](https://proxyporais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.2-RS_2021.06.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Metodologia de classificação estatística de desligamentos forçados e do desempenho de proteção, religamento automático e SEP**. Rio de Janeiro: ONS,

2013. Disponível em: Plataforma Interna ONS (SINtegre). Acesso em: 15 jan. 2025.

ONS. **Relatório de Análise Estatística do Desempenho de Esquemas de Religamento Automático referente ao ano de 2024 (RT-ONS DPL 0208/2025)**. Rio de Janeiro: ONS, 2025g. Disponível em: Plataforma Interna ONS (SINtegre). Acesso em: 02 out. 2025.

ONS. **Relatório de Análise Estatística do Desempenho dos Sistemas de Proteção e dos relés de proteção de Linhas de Transmissão referente ao ano de 2024 (RT-ONS DPL 0206/2025)**. Rio de Janeiro: ONS, 2025f. Disponível em: Plataforma Interna ONS (SINtegre). Acesso em: 02 out. 2025.

ONS. **Relatório de Análise Estatística de Desligamentos Forçados de Linhas de Transmissão referente ao ano de 2024 (RT-ONS DPL 0204/2025)**. Rio de Janeiro: ONS, 2025e. Disponível em: Plataforma Interna ONS (SINtegre). Acesso em: 02 out. 2025.

ONS. **Relatório de Análise Estatística das Perturbações Ocorridas nas Rede Básica referente ao ano de 2024 (RT-ONS DPL 0211/2025)**. Rio de Janeiro: ONS, 2025h. Disponível em: Plataforma Interna ONS (SINtegre). Acesso em: 01 out. 2025.

ONS. **Resultados da Operação: Qualidade do suprimento**. Rio de Janeiro: ONS, 2025b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/qualidade-do-suprimento-paineis.aspx>. Acesso em: 13 out. 2025.

ONS. **SINtegre**. Rio de Janeiro: ONS, 2025d. Disponível em: <https://sintegre.ons.org.br/>. Acesso em: 30 set. 2025

ONS. **Sobre o SIN**: O sistema em números. Rio de Janeiro: ONS, 2025a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 13 out. 2025.

ONS. **Submódulo 1.2**: Glossário dos procedimentos de rede - Procedimental. Rio de Janeiro: ONS, 2025c. Despacho ANEEL nº 370/2025. Disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%201.2-PR\\_2025.02.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%201.2-PR_2025.02.pdf). Acesso em: 21 out. 2025.

ONS. **Submódulo 2.11**: Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção - Requisitos. Rio de Janeiro: ONS, 2024a. Despacho ANEEL nº 1.580/2024. Disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%202.11-RQ\\_2024.05.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%202.11-RQ_2024.05.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Submódulo 6.2**: Análise da operação, ocorrências e perturbações e acompanhamento das providências - Operacional. Rio de Janeiro: ONS, 2021e. Despacho ANEEL nº 3.957/2021. Disponível em: <https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portalar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.2->

OP\_2021.06.docx\_907d3323-9273-4b05-ad8f-b821f6e5d533.pdf. Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Submódulo 6.2:** Análise da operação, ocorrências e perturbações e acompanhamento das providências - Responsabilidades. Rio de Janeiro: ONS, 2021a. Despacho ANEEL nº 1.895/2021. Disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.2-RS\\_2021.06.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.2-RS_2021.06.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Submódulo 6.3:** Elaboração do relatório de análise de perturbação - Procedimental. Rio de Janeiro: ONS, 2021b. Despacho ANEEL nº 1.895/2021. Disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.3-PR\\_2021.06.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.3-PR_2021.06.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Submódulo 6.3:** Elaboração do relatório de análise de perturbação - Responsabilidades. Rio de Janeiro: ONS, 2021f. Despacho ANEEL nº 1.895/2021. Disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.3-RS\\_2021.06.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.3-RS_2021.06.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Submódulo 6.12:** Análise estatística de desligamentos forçados e do desempenho dos sistemas de proteção - Operacional. Rio de Janeiro: ONS, 2021h. Despacho ANEEL nº 1.895/2021. Disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.12-OP\\_2021.06.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.12-OP_2021.06.pdf). Acesso em: 30 set. 2025

ONS. **Submódulo 6.12:** Análise estatística de desligamentos forçados e do desempenho dos sistemas de proteção - Responsabilidades. Rio de Janeiro: ONS, 2021g. Despacho ANEEL nº 1.895/2021. Disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.12-RS\\_2021.06.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.12-RS_2021.06.pdf). Acesso em: 30 set. 2025

ONS. **Submódulo 6.13:** Diagnóstico dos sistemas de proteção e controle - Operacional. Rio de Janeiro: ONS, 2020a. Despacho ANEEL nº 903/2020. Disponível em: [https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.13-OP\\_2020.12.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.13-OP_2020.12.pdf). Acesso em: 30 set. 2025

ONS. **Submódulo 6.13:** Diagnóstico dos sistemas de proteção e controle - Responsabilidades. Rio de Janeiro: ONS, 2022. Despacho ANEEL nº 1.772/2022. Disponível em: <https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%206.13->

RS\_2021.06.docx\_1783904a-297c-4179-934a-3104bcdbdbc2.pdf. Acesso em: 30 set. 2025

ONS. **Submódulo 7.10:** Implantação e análise do sistema de registro de perturbações - Operacional. Rio de Janeiro: ONS, 2021c. Despacho ANEEL nº 1.895/2021. Disponível em:

[https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%207.10-OP\\_2021.06.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%207.10-OP_2021.06.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Submódulo 7.10:** Implantação e análise do sistema de registro de perturbações - Responsabilidades. Rio de Janeiro: ONS, 2021d. Despacho ANEEL nº 1.895/2021. Disponível em:

[https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%207.10-RS\\_2021.06.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%207.10-RS_2021.06.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Submódulo 9.2:** Indicadores de desempenho de equipamentos e linhas de transmissão e das funções transmissão e geração - Indicadores. Rio de Janeiro: ONS, 2020b. Despacho ANEEL nº 903/2020. Disponível em:

[https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%209.2-IN\\_2020.12.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%209.2-IN_2020.12.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

ONS. **Submódulo 9.3:** Indicadores de desempenho dos sistemas de proteção - Indicadores. Rio de Janeiro: ONS, 2020c. Despacho ANEEL nº 903/2020. Disponível em:

[https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%209.3-IN\\_2020.12.pdf](https://proxyportais.ons.org.br/ons.portalempregado.proxy/garapi/api/processo/retornarpdf?url=/sites/soumaisons/portaigar/ecmpdf/Subm%C3%B3dulo%209.3-IN_2020.12.pdf). Acesso em: 30 set. 2025.

PEREIRA, Paulo Sérgio *et al.* **Comparação de Performance entre IEDs Digital Twin e Dispositivos Físicos através de Testes em Malha Fechada.** In:

SEMINÁRIO TÉCNICO DE PROTEÇÃO E CONTROLE, 17., 2024, São Paulo.

Disponível em: [https://conprove.com/wp-content/uploads/2024/10/Artigo\\_DigitalTwin\\_STPC.pdf?srsIid=AfmBOop2GeOkzTw1NQ7VhPYiYsM2RQdxtQkHQXaI4YwIAQGFuYXLBXG](https://conprove.com/wp-content/uploads/2024/10/Artigo_DigitalTwin_STPC.pdf?srsIid=AfmBOop2GeOkzTw1NQ7VhPYiYsM2RQdxtQkHQXaI4YwIAQGFuYXLBXG).

Acesso em: 02 out. 2025.

RAJARAMAN, P. *et al.* Robust fault analysis in transmission lines using Synchrophasor measurements. **Protection and Control of Modern Power Systems**, v. 3, n. 1, 16 abr. 2018. Disponível em: <https://doi.org/10.1186/s41601-018-0082-4>.

Acesso em: 20 out. 2025.

SAATY, Thomas L. How to make a decision: the analytic hierarchy process.

**European Journal of Operational Research**, v. 48, p. 9-26, 1990. Disponível em:

[https://doi.org/10.1016/0377-2217\(90\)90057-I](https://doi.org/10.1016/0377-2217(90)90057-I). Acesso em: 14 set. 2025.

SCIENCEDIRECT. **ScienceDirect.** Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/>.

Acesso em: 20 out. 2025.

SCHWABER, Ken; SUTHERLAND, Jeff. **The Scrum Guide**. 2020. Disponível em: <https://scrumguides.org/scrum-guide.html>. Acesso em: 11 set. 2025.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. Engenharia e serviços: modelagem e estudos de sistemas. Campinas, SP: Schweitzer Engineering Laboratories, 2019. Disponível em: <https://selinc.com/pt/engineering-services/system-modeling/>. Acesso em: 02 out. 2025.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **SEL-T400L Time-Domain Line Protection**. Pullman, WA: Schweitzer Engineering Laboratories, 2021. Disponível em: <https://selinc.com/api/download/116461/>. Acesso em: 21 out. 2025.

SCHWEITZER ENGINEERING LABORATORIES. **SEL-121H**: phase distance relay, directional ground relay, fault locator. 1991. Disponível em: <https://selinc.com/api/download/3085/>. Acesso em: 15 dez. 2019.

SENYUK, M. *et al.* Bulk Power Systems Emergency Control Based on Machine Learning Algorithms and Phasor Measurement Units Data: A State-of-the-Art Review. **Energies**, v. 17, n. 4, p. 764–764, 6 fev. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.3390/en17040764>. Acesso em: 20 out. 2025.

SERRAT, Olivier. **The five whys technique**. In: SERRAT, Olivier. Knowledge solutions: tools, methods, and approaches to drive organizational performance. Singapore: Springer, 2017. p. 307-310. Disponível em: [https://doi.org/10.1007/978-981-10-0983-9\\_32](https://doi.org/10.1007/978-981-10-0983-9_32). Acesso em: 14 set. 2025.

SHAKIBA, F. M. *et al.* Application of machine learning methods in fault detection and classification of power transmission lines: a survey. **Artificial Intelligence Review**, 13 nov. 2022. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10462-022-10296-0>. Acesso em: 20 out. 2025.

SILVA, Allane Mirelli de Souza; SANTOS, Maiquelly de Araújo; SOUZA, Stéfany Emily Libânio de; COSTA, Talita Heini de Farias; OLIVEIRA, Edi Carlos de. **Modelo 5W2H**. In: OLIVEIRA, Edi Carlos de (org.). Administração: técnicas e ferramentas para gestão organizacional. Ponta Grossa, PR: Atena Editora, 2024. p. 88-96. Disponível em: <https://doi.org/10.22533/at.ed.61624101012>. Acesso em: 15 set. 2025.

SPRINGERLINK. **Springer Nature Link**. Disponível em: <https://link.springer.com/>. Acesso em: 20 out. 2025.

SWAIN, K. B.; MAHATO, S. S.; CHERUKURI, M. Expeditious Situational Awareness-Based Transmission Line Fault Classification and Prediction Using Synchronized Phasor Measurements. **IEEE Access**, v. 7, p. 168187–168200, 2019. Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2019.2954337>. Acesso em: 20 out. 2025.

SWAIN, K.; CHERUKURI, M. Intelligent fault analysis of transmission line using phasor measurement unit incorporating auto-reclosure protection scheme. **SN Applied Sciences**, v. 3, n. 5, 6 abr. 2021. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s42452-021-04510-x>. Acesso em: 20 out. 2025.

VELPULA, R.; REDDY, N. N.; PITCHAIMUTHU, R. Detection and Classification of EHV Transmission Line Faults Based on Sign of Reactive Power. **Arabian Journal for Science and Engineering**, 28 ago. 2024. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s13369-024-09507-3>. Acesso em: 20 out. 2025.

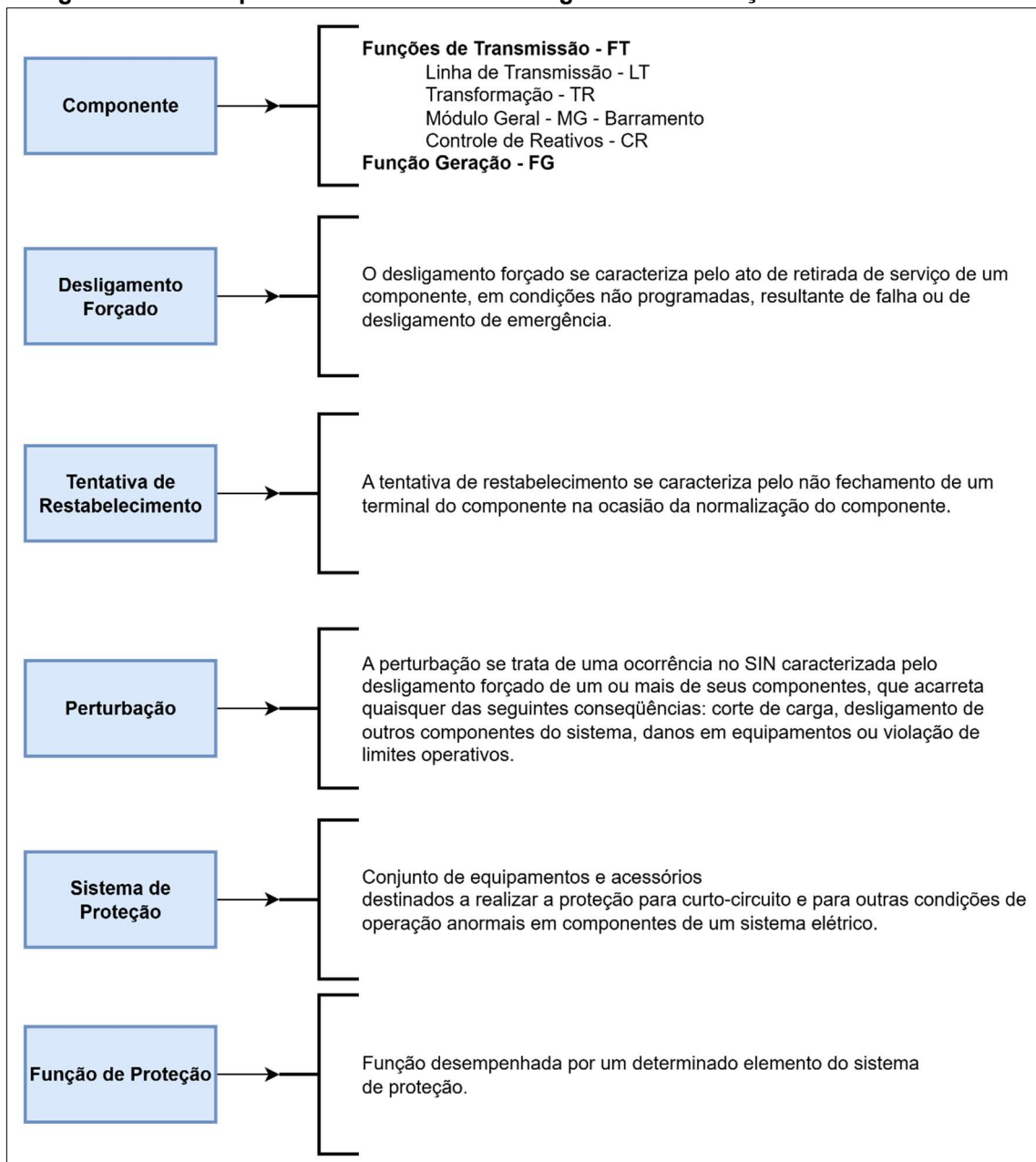
YUSUF, J. *et al.* A Framework for Wildfire Risk Assessment to Electric Grid. **IEEE Access**, p. 1–1, 1 jan. 2025, Disponível em: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2025.3583964>. Acesso em: 20 out. 2025.

## APÊNDICES

## APÊNDICE A – FLUXOGRAMA DA METODOLOGIA DE CLASSIFICAÇÃO ESTATÍSTICA DO ONS

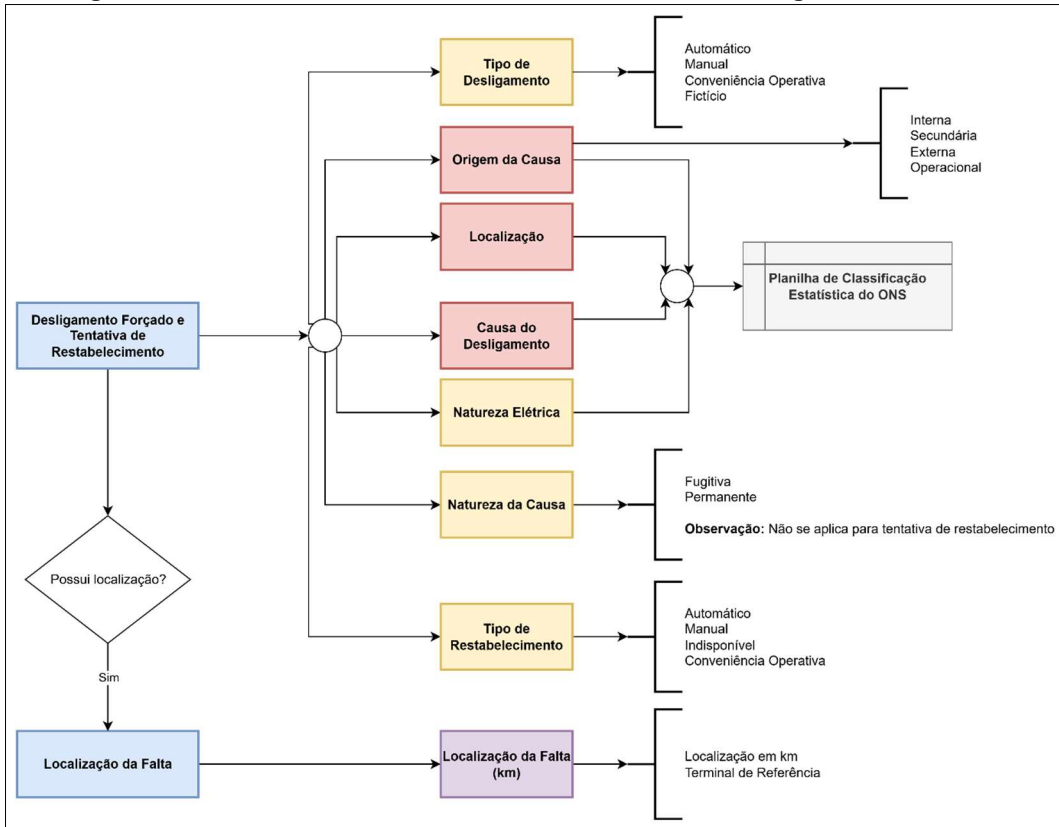
A partir do documento textual de metodologia de classificação estatística do ONS (ONS, 2013) desenvolveu-se um fluxograma demonstrando os principais conceitos e a interconexão entre dos classificadores com as listas padronizadas do SIPER, conforme apresentado nas Figuras 01 a 04.

**Figura 01 – Principais conceitos da metodologia de classificação estatística do ONS**



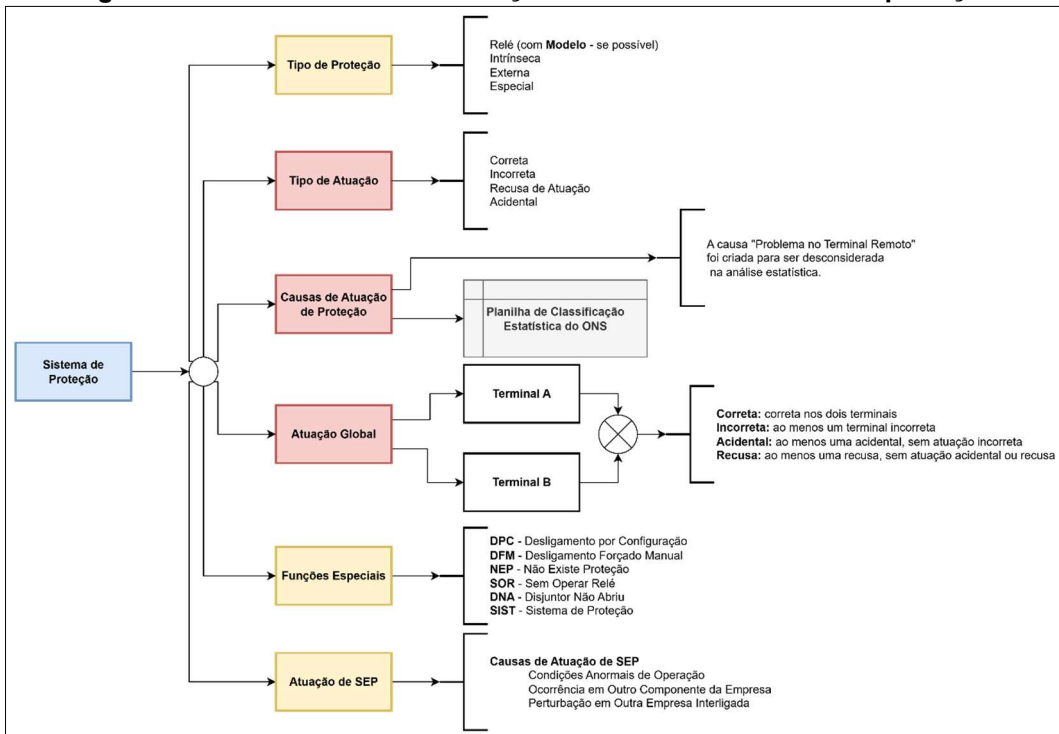
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 02 – Processo de classificação estatística do desligamento forçado**



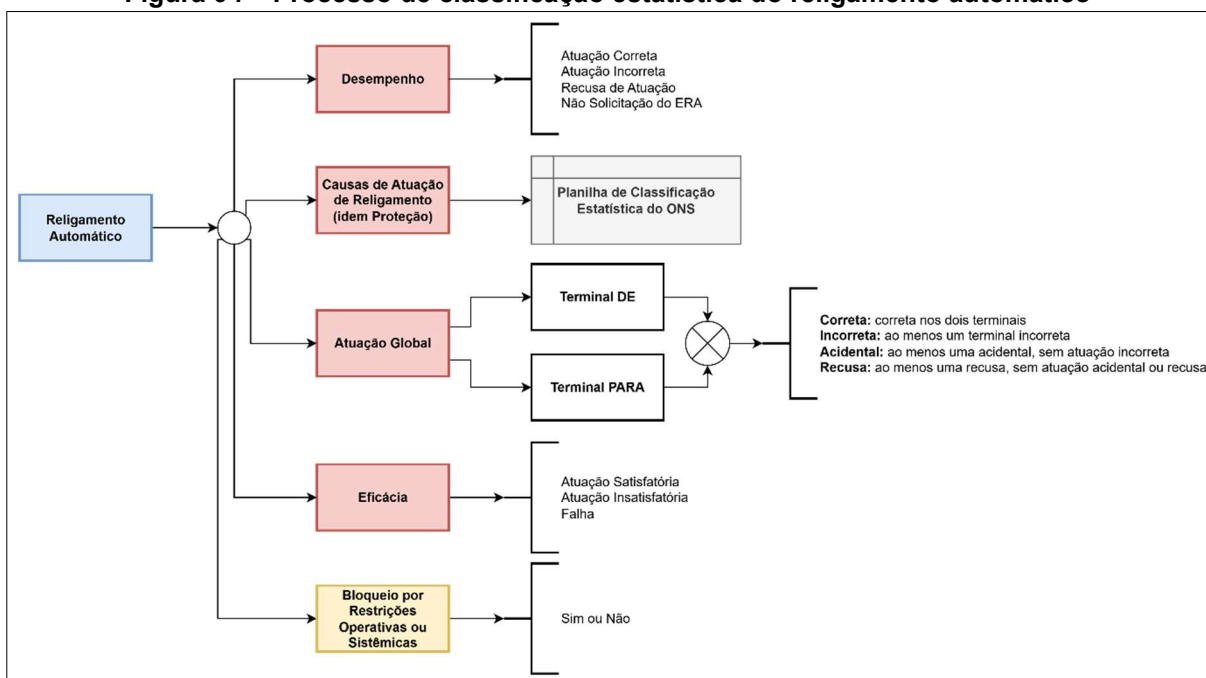
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 03 – Processo de classificação estatística do sistema de proteção**



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 04 – Processo de classificação estatística do religamento automático**



Fonte: Elaboração própria (2025).

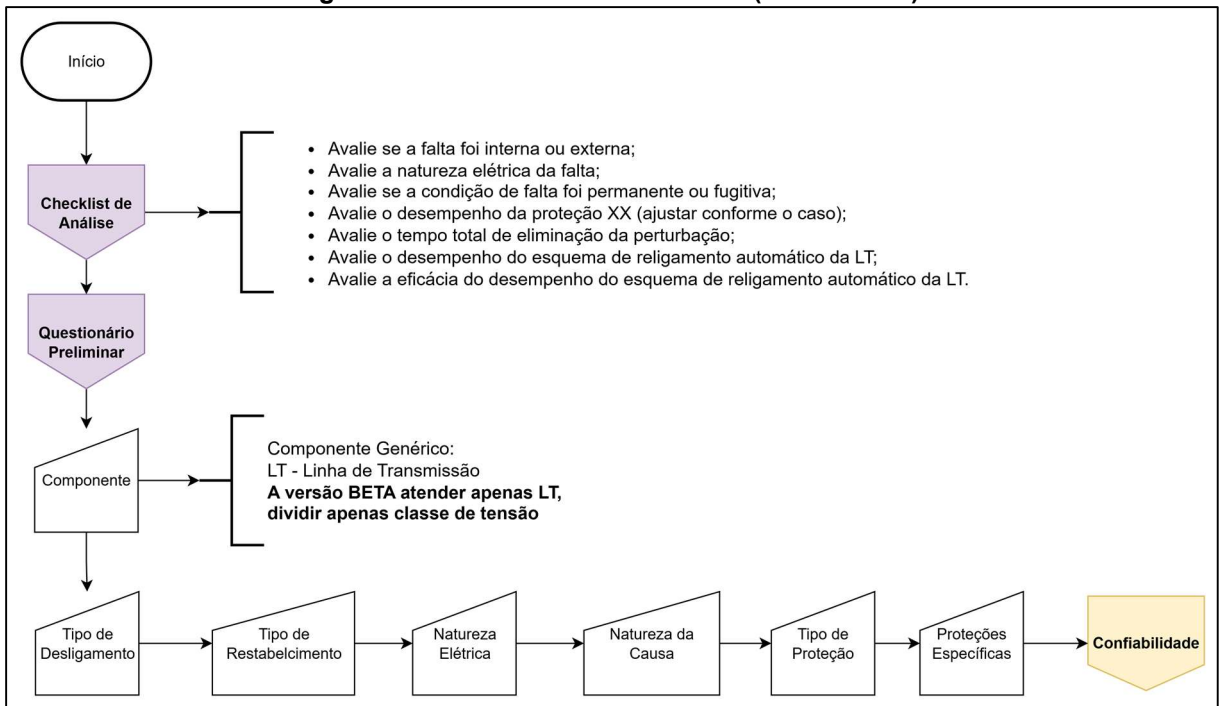
## REFERÊNCIAS

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. Metodologia de classificação estatística de desligamentos forçados e do desempenho de proteção, religamento automático e SEP. Rio de Janeiro: ONS, 2013.

## APÊNDICE B – FLUXOGRAMA DO PROCEDIMENTO OPERACIONAL DE ANÁLISE DE PERTURBAÇÕES EM LINHAS DE TRANSMISSÃO

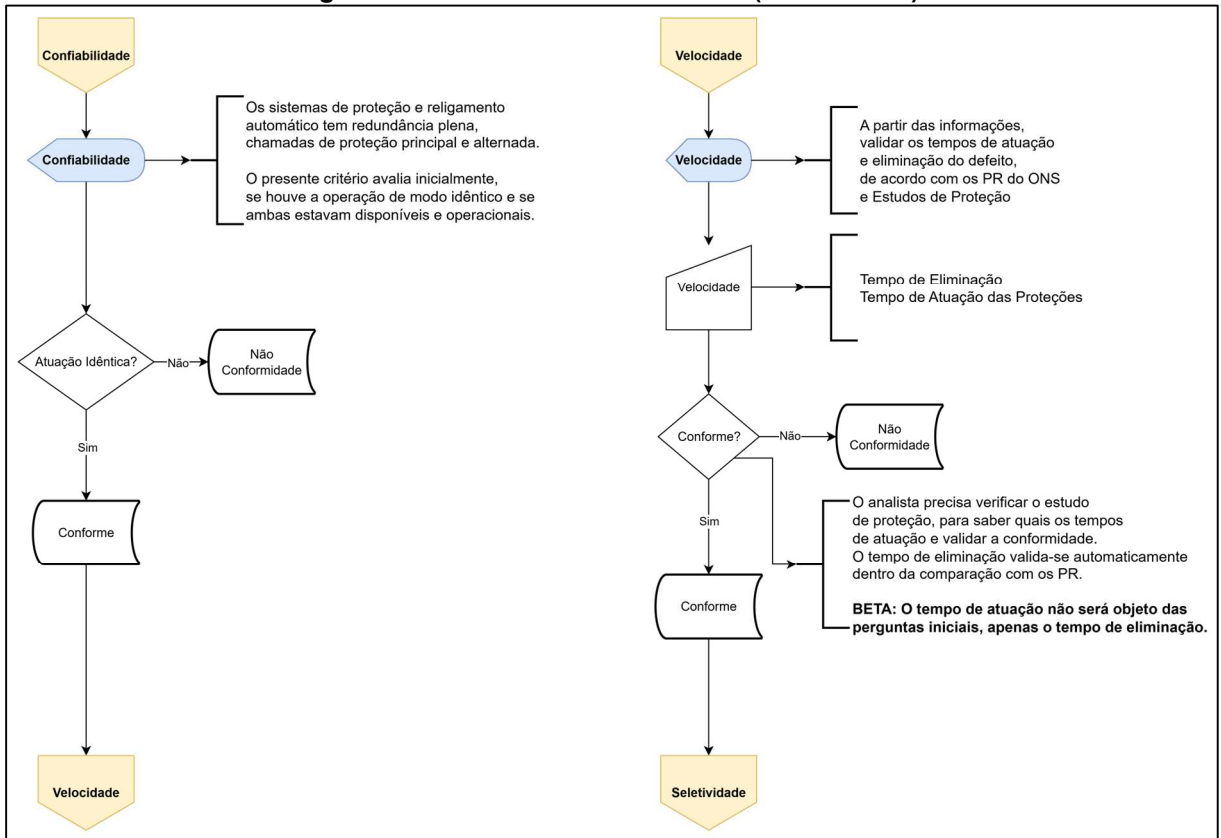
O procedimento operacional de análise de perturbações em linhas de transmissão, compõem-se da unificação de conceitos e métodos teóricos, regulatórios e expertise associados à análise de perturbações no SIN, criando um processo ágil, robusto e fluído, conforme apresentado detalhadamente nas Figuras 01 a 07.

**Figura 01 – Questionário Preliminar (Parte 1 de 4)**



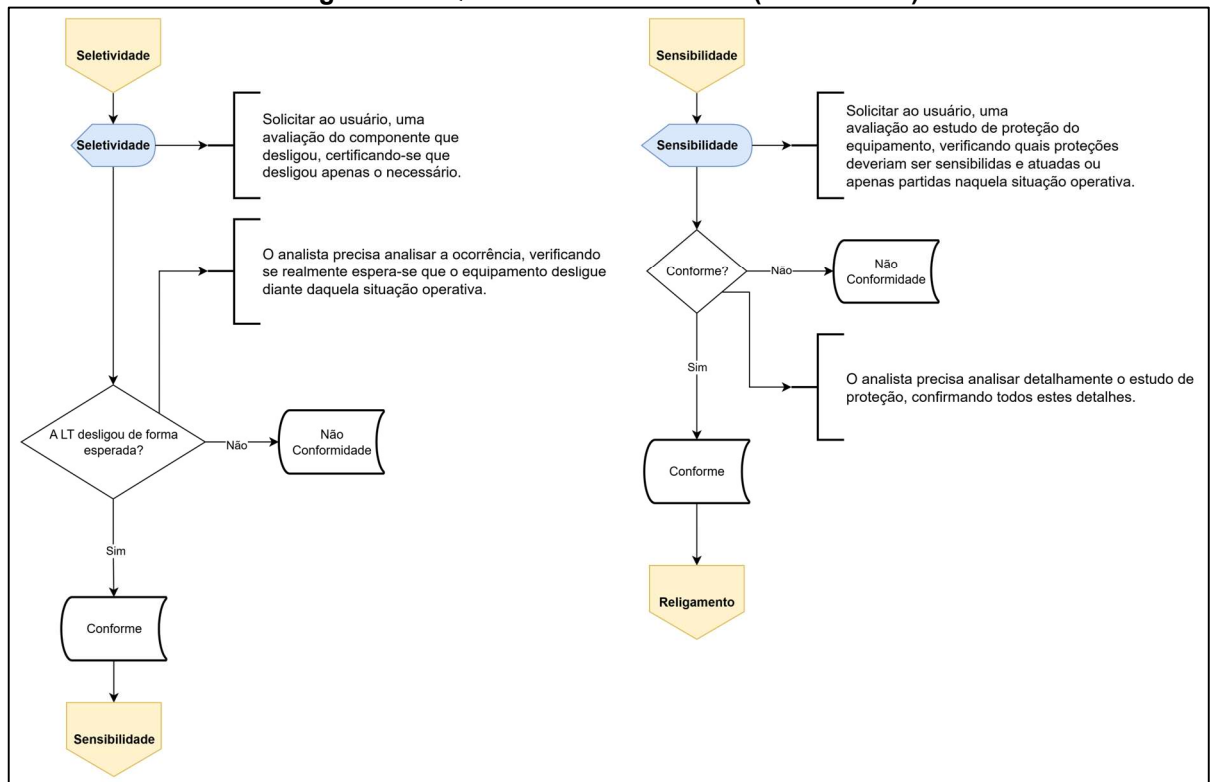
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 02 – Questionário Preliminar (Parte 2 de 4)



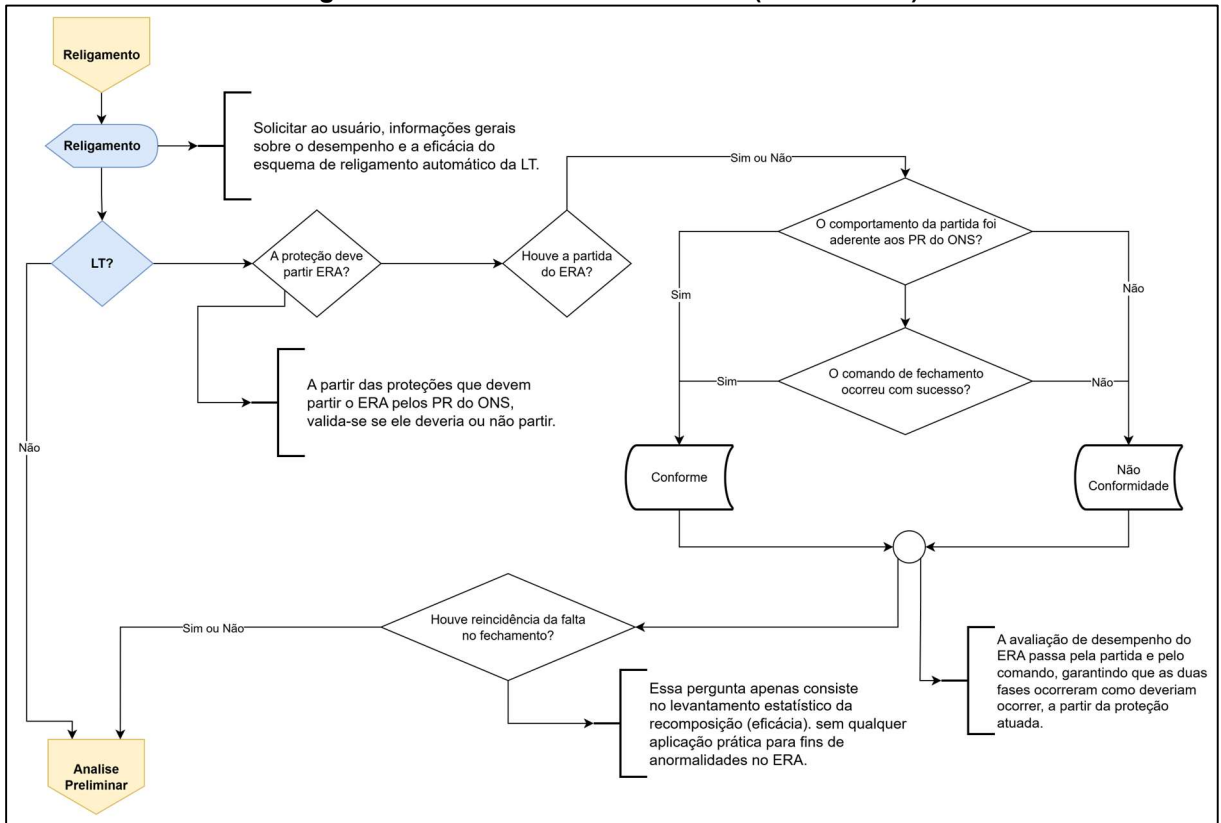
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 03 – Questionário Preliminar (Parte 3 de 4)



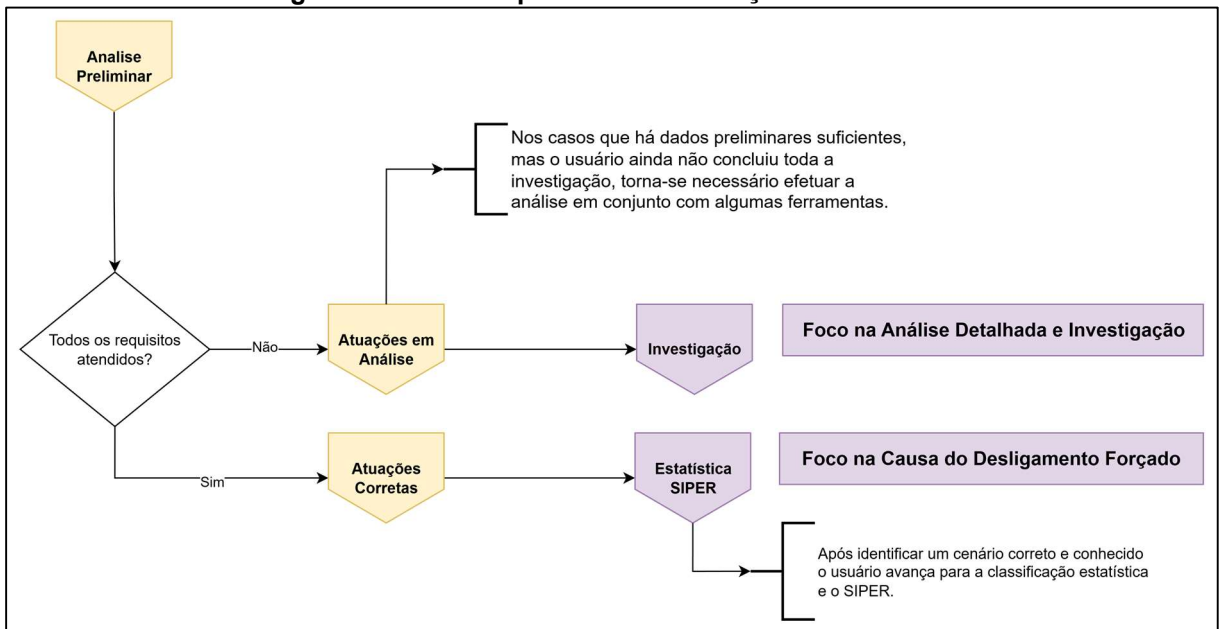
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 04 – Questionário Preliminar (Parte 4 de 4)**



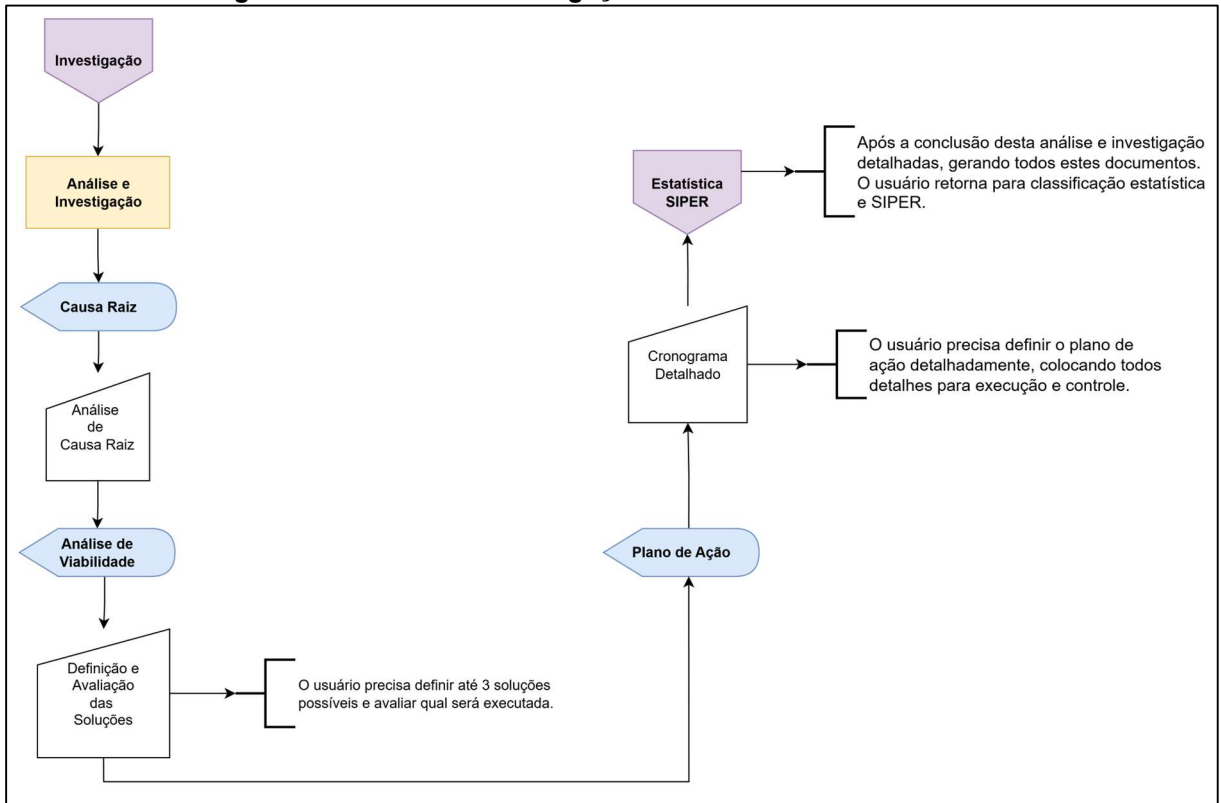
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 05 – Análise preliminar e definição de cenários**



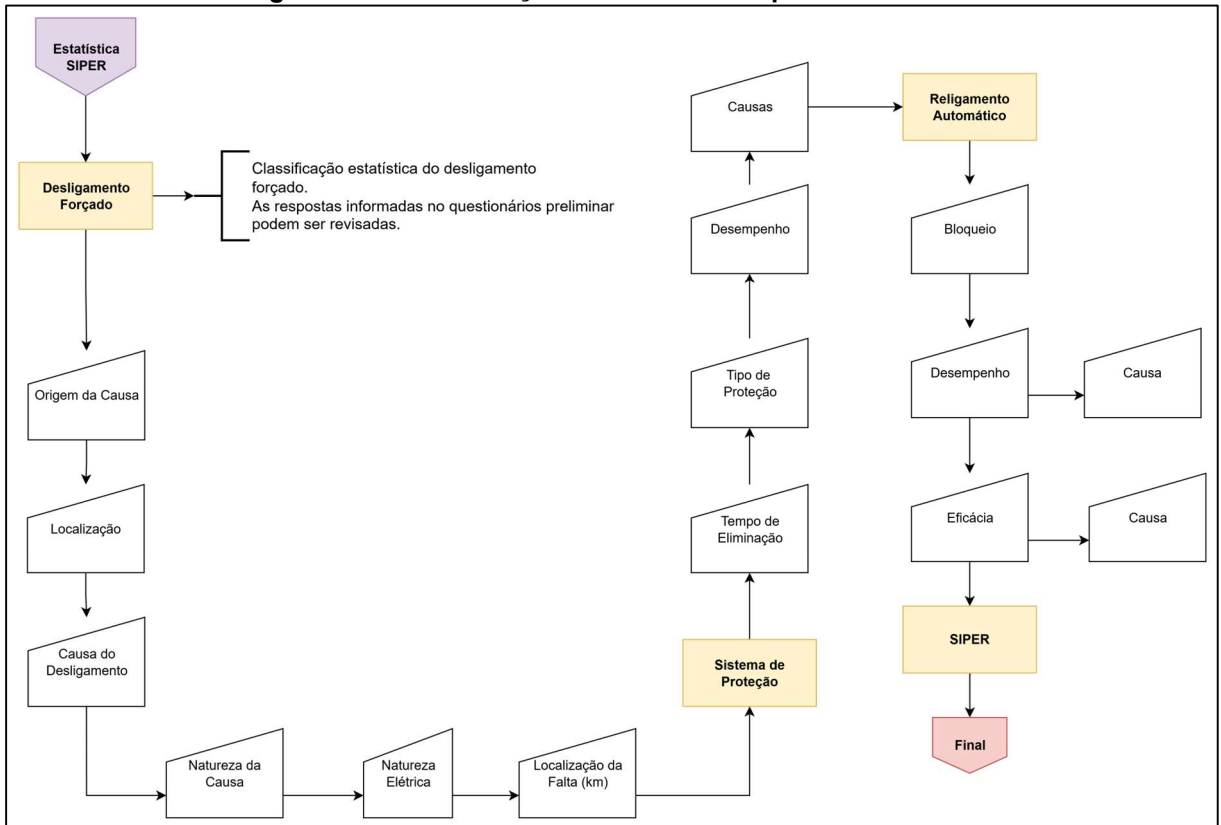
Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 06 – Análise e investigação com ferramentas adicionais



Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 07 – Classificação estatística e resposta do SIPER



Fonte: Elaboração própria (2025).

APÊNDICE C – GUIA PRÁTICO DO PROCEDIMENTO (*HANDBOOK*)

# Documento de Teste

## Análise de Perturbação

---

### Informações do Usuário

Nome: \_\_\_\_\_

Empresa: \_\_\_\_\_

Data/Hora: \_\_\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_

Hora: \_\_\_:\_\_\_

Resumo:

Desligamento automático da LT \_\_\_ kV Terminal X - Terminal X C1, por meio da abertura dos disjuntores XX na subestação XX e disjuntores XX na subestação XX.

O religamento automático da LT atuou com sucesso.

### 2. Checklist de Análise de Perturbação

- Avalie se a falta foi interna ou externa.
- Avalie a Natureza Elétrica da falta.
- Avalie se a condição de falta foi permanente ou fugitiva.
- Avalie o desempenho da proteção XX (ajustar conforme o caso de teste).
- Avalie o tempo total de eliminação da perturbação.
- Avalie o desempenho do esquema de religamento automático da LT.
- Avalie a eficácia do desempenho do esquema de religamento automático da LT.

### 3. Dados

- Oscilografias
- Eventos
- Relatórios
- Relatos e informações
- Observações do caso

#### 4. Questionário da Análise Preliminar

- Qual o componente envolvido na ocorrência?
- Qual o tipo de desligamento observado?
- Qual o tipo de restabelecimento aplicado?
- Qual a natureza elétrica da perturbação?
- Qual a natureza da causa identificada?
- Qual o tipo de proteção envolvida?
- Selecione a proteção sob análise (nome ou código)
- As unidades de proteção operaram de forma idêntica?
- O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?
- A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?
- Qual o tempo total de eliminação da perturbação ( $T_e$ ) em milissegundos (ms)?
- Houve a partida do esquema de religamento automático?
- O comando de fechamento foi executado com sucesso?
- A linha foi energizada com sucesso?

#### 5. Análise e Investigação de Ocorrências

Caso seja identificado qualquer indício de falha ou comportamento anômalo no desempenho do sistema de proteção e/ou no esquema de religamento automático, o usuário deverá:

- Recorrer a todos os recursos disponíveis;
- Investigar a possível causa raiz da falha observada;
- Elaborar um plano de ação técnico para correção do problema identificado.

#### 6. Classificação Estatística

- Qual a origem da causa?
- Qual o equipamento/localização associado à causa?
- Qual a causa do desligamento?
- Qual a natureza da causa?
- Qual a natureza elétrica da perturbação?
- A falta foi localizada?
- Qual a distância (em km) do terminal até o ponto da falta?
- Qual o comprimento total da linha de transmissão?
- O tempo de eliminação do defeito foi informado?
- Qual o tempo de eliminação (em milissegundos)?
- O evento foi bloqueado por restrições operativas/sistêmicas?
- Qual o terminal envolvido?
- Qual o esquema de religamento automático aplicado?
- A atuação do religamento automático foi solicitada?
- Qual a causa da atuação do religamento automático?
- Qual o tipo de proteção, atuação e causa registrados?
- Qual foi a atuação global da proteção por terminal?

- Qual a causa associada à atuação global?

## **7. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## APÊNDICE D – BASE DE CONHECIMENTO E *CHECKLISTS*

As bases de conhecimentos e *checklists* foram desenvolvidos para todas as proteções sob teste (21/21N, 85-21, 85-67N, EFP e TDD), conforme apresentado neste apêndice. Os usuários possuem acesso a versão não editável (.pdf) e a um menu em formato de *checkbox* com o *checklist* na etapa de análise e investigação do assistente virtual.

---

### **Base de Conhecimento – Proteção 21/21N (Zona 1)**

#### **1) Princípio Básico**

A proteção de distância opera quando a admitância, impedância ou reatância aumenta ou diminui além do valor predeterminado (21/21N) – **IEEE C37.2-1996**.

#### **2) Requisitos Técnicos e Filosofia do ONS**

##### **a. Requisito mínimo – Submódulo 2.11 (Revisões 2020.12 e 2024.05)**

Os sistemas de proteção da LT devem dispor da proteção de distância (21/21 N) na detecção de faltas com temporizações independentes por zona.

##### **b. Filosofia – ONS RE 3/109/2011**

Na filosofia da **zona 1**, o ONS recomenda o **alcance de 70% a 90%** da impedância de sequência positiva da LT, quando **NÃO** há compensação série. Em caso de compensação série, deve-se avaliar detalhadamente.

#### **3) Lições Aprendidas e Boas Práticas**

##### **a. Resistência de falta – IEEE Std. C37.113-2015**

A proteção de distância (21/21N) está susceptível a erros associados a faltas à terra com resistência e/ou com presença de fluxo de carga. Nestes casos, podem ocorrer fenômenos de subalcance ou sobrealcance.

A Figura 01 apresenta o efeito do ângulo de impedância visto pela proteção de distância (21/21N) com o aumento da resistência de falta, tornando cada vez mais complexa a distância entre um curto-circuito de alta resistência e a carga.

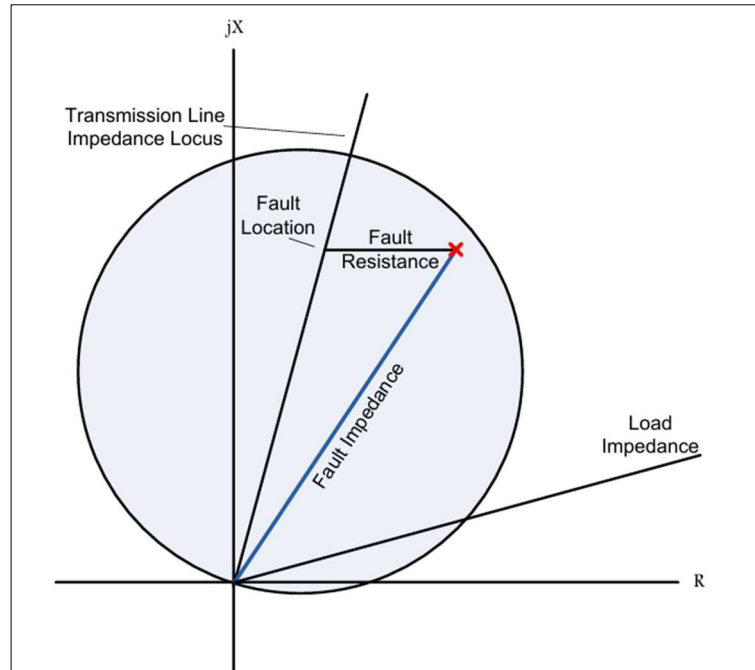


Figura 01 – Efeito da resistência de falta no ângulo de impedância

**b. Efeitos do acoplamento mútuo – NERC: *Lesson Learned* #20150202**

No caso de linhas paralelas, o efeito do acoplamento mútuo pode ocasionar atuações incorretas das proteções para faltas à terra (67N e 21N) pelo efeito direto na tensão de sequência zero ( $V_0$ ) utilizada na polarização e determinação de direcionalidade.

Na determinação dos ajustes destas proteções, deve-se considerar simulações específicas das mais variadas condições operativas na LT paralela, especialmente com terminais abertos e/ou aterramentos.

Os casos mais comuns de erro de ajuste são identificados quando ocorre um curto-circuito na LT paralela/adjacente, provocando o desligamento inesperado da LT sob análise.

**c. Limiar de atuação da zona**

No caso de impedâncias muito próximas do limite de atuação de determinada zona, deve-se verificar no manual do IED as margens de erro, bem como consultar o fabricante para uma análise assertiva.

Nestes casos, a impedância pode estar medindo valores que deveriam gerar a partida da zona 1, mas ocorre a partida da zona 2. Por esse motivo, torna-se imperativo a validação do comportamento junto ao fabricante.

#### 4) Análise da Oscilografia

##### a. Configurar a rede

*Options* → *Network Configuration* → *Signal Assignment*:

- Associar os sinais de corrente e tensão nos campos de transformadores de corrente (CT) e de potencial (VT), respeitando a sequência de fases do sistema elétrico.

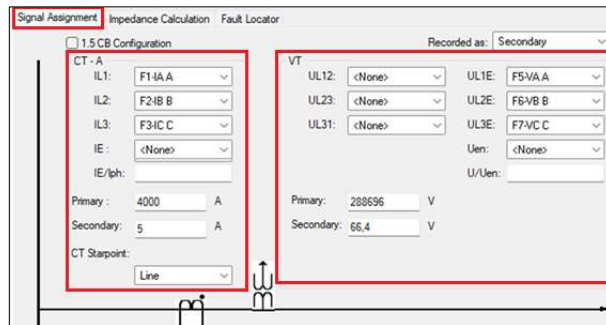


Figura 02 – Configuração da rede (CT e VT)

*Options* → *Network Configuration* → *Impedance Calculation*:

- Selecionar o método clássico, calcular as compensações de sequência zero (RE/RL e XE/XL), inserindo os valores para o cálculo dos loops de impedância pelo software:
  - $\frac{RE}{RL} = \frac{1}{3} \left( \frac{R_0}{R_1} - 1 \right);$
  - $\frac{XE}{XL} = \frac{1}{3} \left( \frac{X_0}{X_1} - 1 \right);$
- Ao concluir o preenchimento, clicar em **OK** para salvar e o software realizar os cálculos necessários.

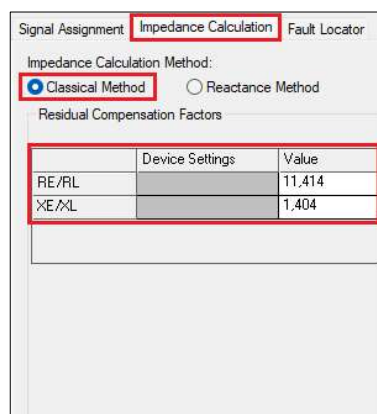


Figura 03 – Configuração das Compensações

##### b. Avaliar as impedâncias medidas

O analista deve realizar no mínimo as seguintes ações:

- Abrir os diagramas R-X calculados pelo *Circle Diagrams* ();

- Selecionar o loop fase-terra e/ou fase-fase, a depender do tipo de falta;
- Comparar o valor medido com o diagrama R-X configurado no IED;
- Atentar-se para os valores de impedância do gráfico, se eles estão em valores primários ou secundários, comparando-os sempre na mesma base;
- Atentar-se para sempre utilizar o diagrama R-X da proteção 21 com loop entre fases e o da proteção 21N com loops fase-terra, pois normalmente há diferenças entre os ajustes de alcance;
- Confirmar qual a zona deveria ser sensibilizada após a comparação entre valor medido e ajustes da proteção 21/21N;

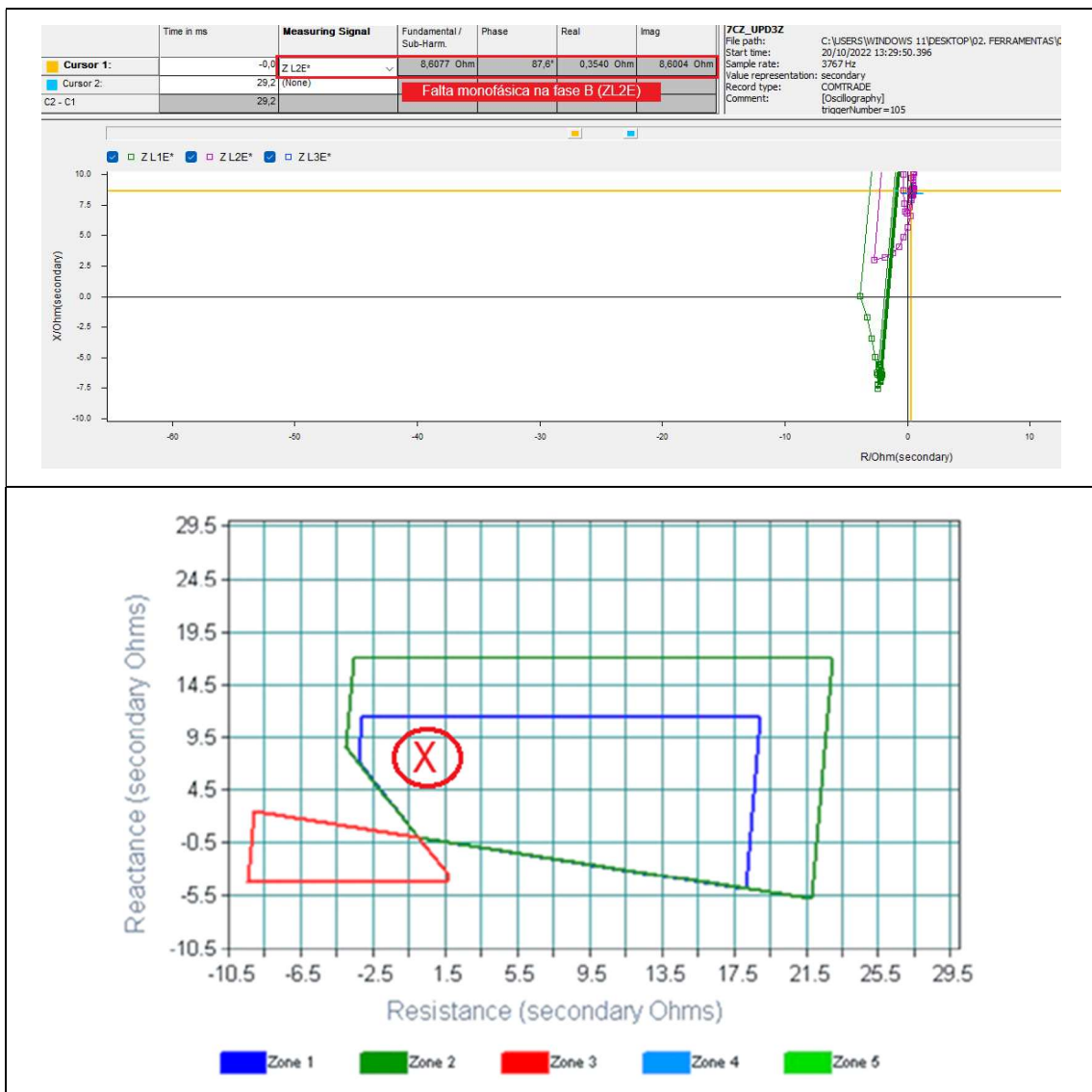


Figura 04 – Comparativo do Diagrama R-X (Valores secundários)

## 5) Checklist – Análise Guiada

### Checklist de Verificação:

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;
- Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;
- Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

Figura 05 – Checklist da Proteção 21/21N

### Observação Geral

No caso de **dificuldade e/ou comportamento inesperado da proteção**, deve-se realizar uma análise aprofundada da **causa raiz**, recorrendo a recursos como **manual dos IEDs, analistas experientes e suporte técnico do fabricante**.

---

## Base de Conhecimento – Proteção 85-21 (Zona 2 + POTT)

### 1) Princípio Básico

A proteção de distância opera quando a admitância, impedância ou reatância aumenta ou diminui além do valor predeterminado (21/21N) – **IEEE C37.2-1996**.

O esquema permissivo de transferência de disparo por sobrealcance (POTT) associado a proteção de distância, opera quando os dois terminais estão identificando faltas no sentido da LT com impedância medida dentro do ajuste de sobrealcance (Zona 2), provocando o envio de sinal permissivo para atuar ao terminal remoto – **IEEE Std. C37.113-2015**.

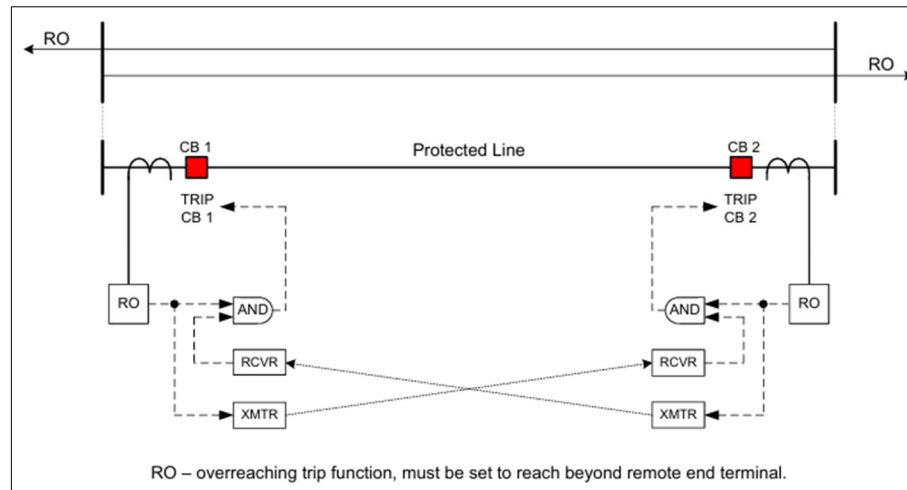


Figura 01 – Lógica de operação do esquema POTT

## 2) Requisitos Técnicos e Filosofia do ONS

### a. Requisito mínimo – Submódulo 2.11 (Revisões 2020.12 e 2024.05)

Os sistemas de proteção da LT devem dispor da proteção de distância (21/21 N) na detecção de faltas com temporizações independentes por zona.

Os sistemas de proteção devem eliminar faltas em toda a extensão da LT, sem temporização adicional, mesmo com fonte fraca em um dos terminais.

Os esquemas de teleproteção permissivo por sobrealcance devem ter lógicas de bloqueio temporário por faltas em LTs paralelas (*transient blocking*) e lógicas de devolução de sinal permissivo (*echo*) e disparo para terminais com fonte fraca (*weak infeed*).

### b. Filosofia – ONS RE 3/109/2011

Na filosofia da **zona 2**, o ONS recomenda o uso deste elemento na lógica de teleproteção como unidade de sobrealcance, que dependem do sinal permissivo do terminal remoto para efetuar disparo.

O alcance deve ser ajustado em valores **a partir 120%** da impedância medida para faltas no barramento remoto e **inferiores ao alcance da zona 1 das LTs** conectadas ao barramento remoto.

### 3) Lições Aprendidas e Boas Práticas

#### a. Resistência de falta – IEEE Std. C37.113-2015

A proteção de distância (21/21N) está susceptível a erros associados a faltas à terra com resistência e/ou com presença de fluxo de carga. Nestes casos, podem ocorrer fenômenos de subalcance ou sobrealcance.

A Figura 02 apresenta o efeito do ângulo de impedância visto pela proteção de distância (21/21N) com o aumento da resistência de falta, tornando cada vez mais complexa a distância entre um curto-circuito de alta resistência e a carga.

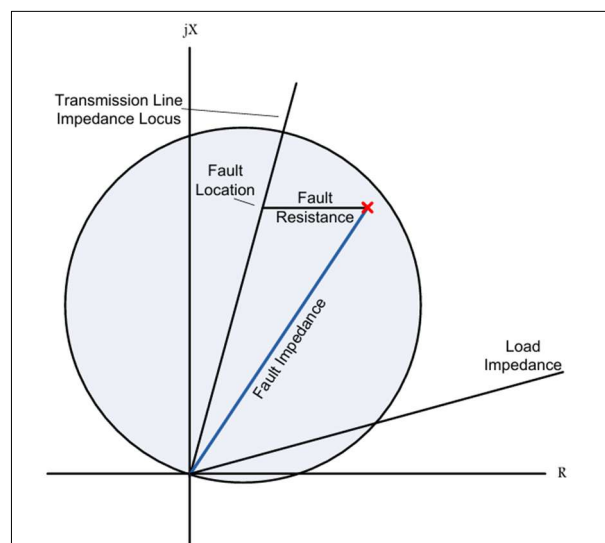


Figura 02 – Efeito da resistência de falta no ângulo de impedância

#### b. Efeitos do acoplamento mútuo – NERC: *Lesson Learned* #20150202

No caso de linhas paralelas, o efeito do acoplamento mútuo pode ocasionar atuações incorretas das proteções para faltas à terra (67N e 21N) pelo efeito direto na tensão de sequência zero ( $V_0$ ) utilizada na polarização e determinação de direcionalidade.

Na determinação dos ajustes destas proteções, deve-se considerar simulações específicas das mais variadas condições operativas na LT paralela, especialmente com terminais abertos e/ou aterramentos.

Os casos mais comuns de erro de ajuste são identificados quando ocorre um curto-circuito na LT paralela/adjacente, provocando o desligamento inesperado da LT sob análise.

### c. Limiar de atuação da zona

No caso de impedâncias muito próximas do limite de atuação de determinada zona, deve-se verificar no manual do IED as margens de erro, bem como consultar o fabricante para uma análise assertiva.

Nestes casos, a impedância pode estar medindo valores que deveriam gerar a partida da zona 1, mas ocorre a partida da zona 2. Por esse motivo, torna-se imperativo a validação do comportamento junto ao fabricante.

### d. Lógicas de Weak-infeed e Echo – IEEE Std. C37.113-2015

O esquema permissivo de teleproteção (POTT), exige o envio e recepção do sinal permissivo para operar, mas há casos que um dos terminais na LT não tem condições de detectar a direcionalidade da falta (falta na direção direta ou reversa da LT), especialmente terminais fracos, com capacidade limitada de curto-circuito.

Nestes casos, as lógicas auxiliares de reenvio (Echo) e fonte fraca (Weak-infeed) são mecanismos de garantir a operação do esquema nestas condições, conforme diagrama simplificado apresentado na Figura 03.

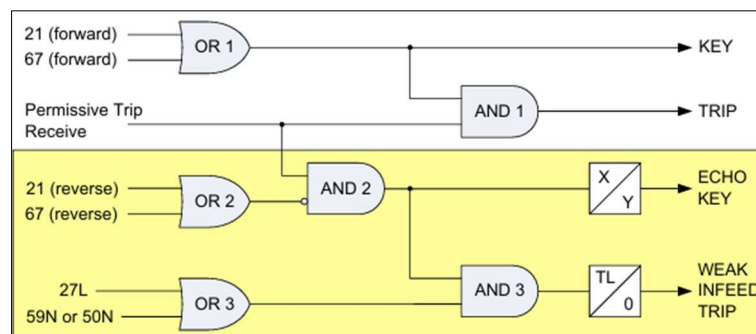


Figura 03 – Lógicas de Echo e Weak-Infeed

Portanto, torna-se necessário avaliar os ajustes destas lógicas e conferir se realmente não haviam grandezas suficientes (correntes e tensões) para detectar a correta direcionalidade vista pelo terminal sob análise.

### e. Falhas nos Esquemas de Teleproteção – NERC: *Lesson Learned* #20150902

No caso de análise de desempenho dos esquemas de teleproteção associados a envio e/ou recepção de sinal permissivo (POTT) ou transferência de disparo (TDD), deve-se avaliar os seguintes aspectos:

- Analisar detalhadamente os registros de oscilografias e eventos, avaliando o comportamento de envio e recepção dos sinais entre os terminais em cada cadeia de proteção;
- Certificar-se que não houve falhas nos circuitos auxiliares e/ou nos IEDs;
- No caso de identificação de falha na recepção dos sinais e/ou condições para operar sem disparo, deve-se avaliar as lógicas associadas e preconizar por testes para identificação e correção do ponto de falha.

#### 4) Análise da Oscilografia

##### a. Configurar a rede

*Options → Network Configuration → Signal Assignment:*

- Associar os sinais de corrente e tensão nos campos de transformadores de corrente (CT) e de potencial (VT), respeitando a sequência de fases do sistema elétrico.

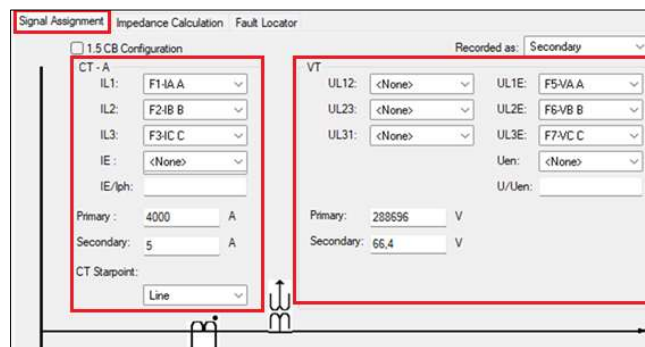


Figura 04 – Configuração da rede (CT e VT)

*Options → Network Configuration → Impedance Calculation:*

- Selecionar o método clássico, calcular as compensações de sequência zero (RE/RL e XE/XL), inserindo os valores para o cálculo dos loops de impedância pelo software;
- Ao concluir o preenchimento, clicar em **OK** para salvar e o software realizar os cálculos necessários.

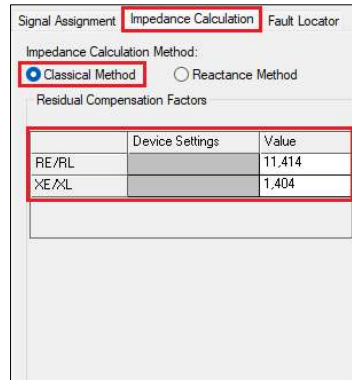

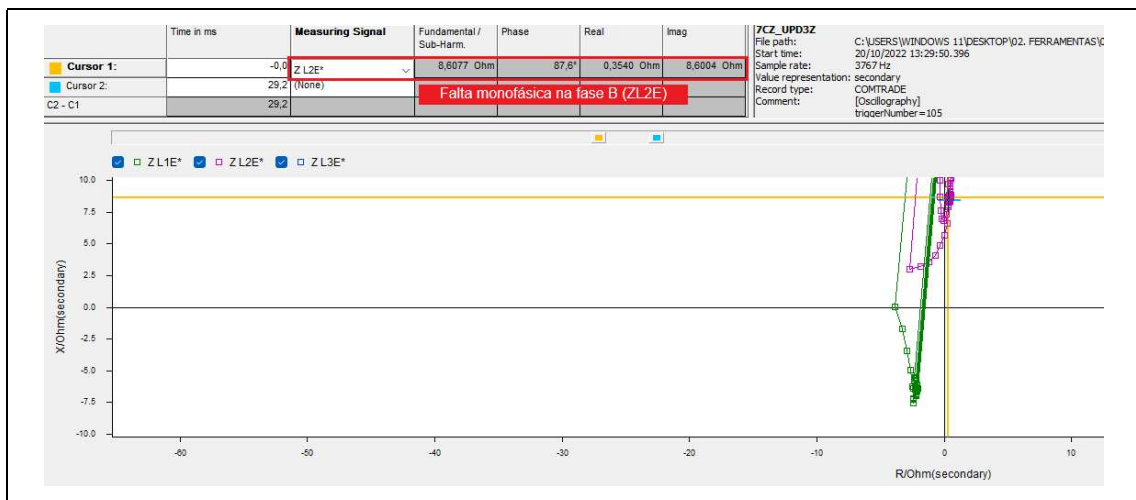


Figura 05 – Configuração das Compensações

### b. Avaliar as impedâncias medidas nos dois terminais

O analista deve realizar no mínimo as seguintes ações:

- Abrir os diagramas R-X calculados pelo *Circle Diagrams* (  );
- Selecionar o loop fase-terra e/ou fase-fase, a depender do tipo de falta;
- Comparar o valor medido com o diagrama R-X configurado no IED;
- Atentar-se para os valores de impedância do gráfico, se eles estão em valores primários ou secundários, comparando-os sempre na mesma base;
- Atentar-se para sempre utilizar o diagrama R-X da proteção 21 com loop entre fases e o da proteção 21N com loops fase-terra, pois normalmente há diferenças entre os ajustes de alcance;
- Confirmar qual a zona deveria ser sensibilizada após a comparação entre valor medido e ajustes da proteção 21/21N;



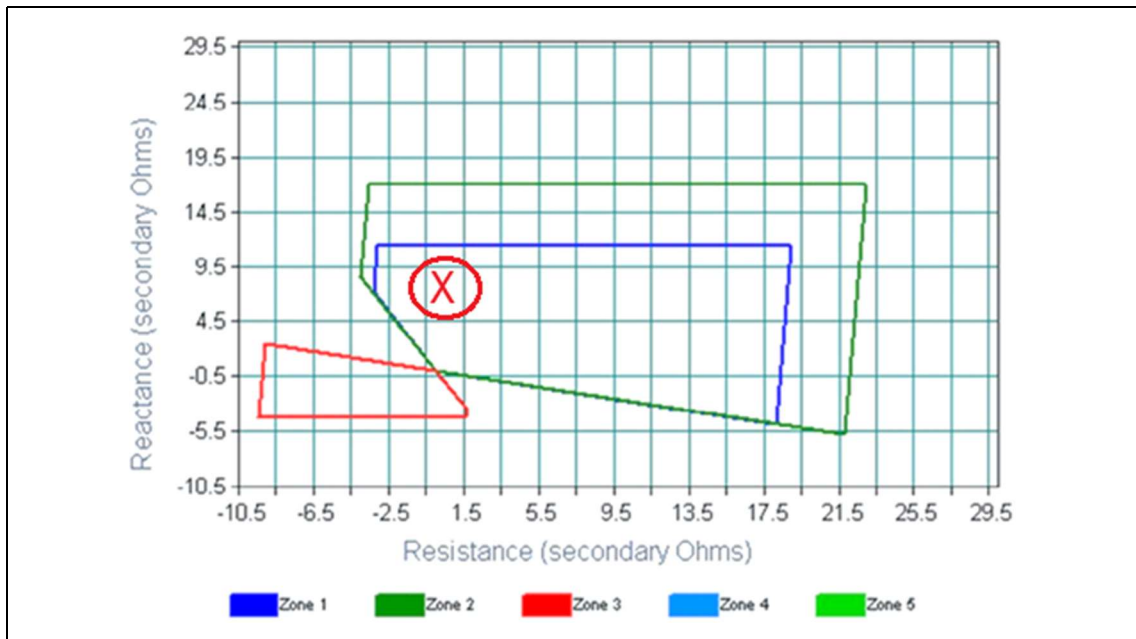


Figura 06 – Comparativo do Diagrama R-X

### c. Avaliar os sinais de envio (TX) e recepção (RX) de POTT

A partir da avaliação da partida da proteção, deve-se verificar se houve corretamente o envio (TX), recepção (RX) e atuação das lógicas de teleproteção, certificando-se do desempenho e dos tempos de comunicação.

A Figura 07 demonstra exemplos dos sinais digitais registrados nas oscilografias, que permitem a avaliação do desempenho, inclusive do tempo de viagem do sinal entre os terminais da LT.

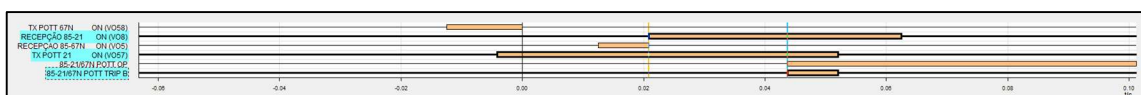


Figura 07 – Avaliação dos sinais digitais de envio (TX), recepção (RX) e disparo

## 5) Checklist – Análise Guiada

### Checklist de Verificação:

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;
- Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;
- Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas nos dois terminais;
- Avaliar o envio e recepção de POTT;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

Figura 08 – Checklist da Proteção 85-21

### Observação Geral

No caso de **dificuldade e/ou comportamento inesperado da proteção**, deve-se realizar uma análise aprofundada da **causa raiz**, recorrendo a recursos como **manual dos IEDs, analistas experientes e suporte técnico do fabricante**.

---

## Base de Conhecimento – Proteção 85-67N (67N + POTT)

### 1) Princípio Básico

A proteção de sobrecorrente direcional de neutro operando quando um valor desejado de corrente de neutro circula em uma direção predeterminada (67N) – **IEEE C37.2-1996**.

O esquema permissivo de transferência de disparo por sobrealcance (POTT) associado a proteção de distância, opera quando os dois terminais estão identificando faltas no sentido da LT com impedância medida dentro do ajuste de sobrealcance (Zona 2) e/ou com sobrecorrentes de neutro direcionais (67N), provocando o envio de sinal permissivo para atuar ao terminal remoto – **IEEE Std. C37.113-2015**.

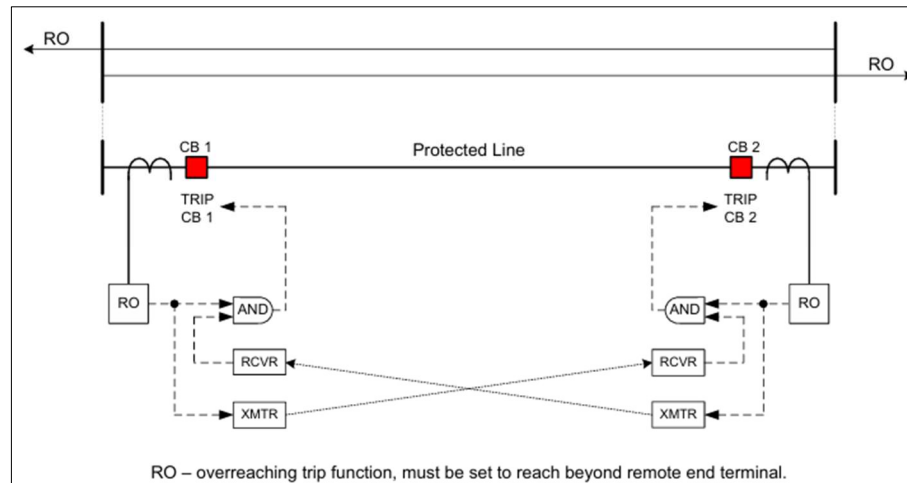


Figura 01 – Lógica de operação do esquema POTT

## 2) Requisitos Técnicos e Filosofia do ONS

### a. Requisito mínimo – Submódulo 2.11 (Revisões 2020.12 e 2024.05)

Os sistemas de proteção da LT devem dispor da proteção de sobrecorrente direcional residual (67N) e/ou de sequência negativa (67Q), com unidades instantânea e temporizada.

Os esquemas de proteção da LT devem atuar incorporados com uma unidade instantânea da proteção de sobrecorrente direcional residual (67N) e/ou de sequência negativa (67Q).

Os esquemas de teleproteção permissivo por sobre alcance devem ter lógicas de bloqueio temporário por faltas em LTs paralelas (*transient blocking*) e lógicas de devolução de sinal permissivo (*echo*) e disparo para terminais com fonte fraca (*weak infeed*).

Os sistemas de proteção devem eliminar faltas em toda a extensão da LT, sem temporização adicional, mesmo com fonte fraca em um dos terminais.

### b. Filosofia – ONS RE 3/109/2011

Na filosofia da **85-67N**, o ONS recomenda o uso de um elemento na direção direta para atuação em faltas internas com impedância de falta elevada, aliado com um elemento na reversa para realizar o bloqueio das lógicas e ECHO e Weak-Infeed.

O elemento na **direção direta**, responsável pelo envio de sinal permissivo, deve ser bastante sensível, com partida na faixa de **10-20%** da corrente nominal do TC. O elemento na **direção reversa**, dever ser ainda mais sensível.

### 3) Lições Aprendidas e Boas Práticas

#### a. Efeitos do acoplamento mútuo – NERC: *Lesson Learned* #20150202

No caso de linhas paralelas, o efeito do acoplamento mútuo pode ocasionar atuações incorretas das proteções para faltas à terra (67N e 21N) pelo efeito direto na tensão de sequência zero ( $V_0$ ) utilizada na polarização e determinação de direcionalidade.

Na determinação dos ajustes destas proteções, deve-se considerar simulações específicas das mais variadas condições operativas na LT paralela, especialmente com terminais abertos e/ou aterramentos.

Os casos mais comuns de erro de ajuste são identificados quando ocorre um curto-circuito na LT paralela/adjacente, provocando o desligamento inesperado da LT sob análise.

#### b. Lógica de *Transient Blocking* – IEEE Std. C37.113-2015

No caso de LTs paralelas, o desligamento inesperado de uma LT por conta de uma falta no circuito paralelo, pode ser decorrente de um período transitório durante a eliminação da falta externa.

Na Figura 01, demonstra-se o exemplo de uma falta na qual o disjuntor 3 (CB 3) abre mais rápido que o terminal remoto (CB 4), pois está mais próximo da falta.

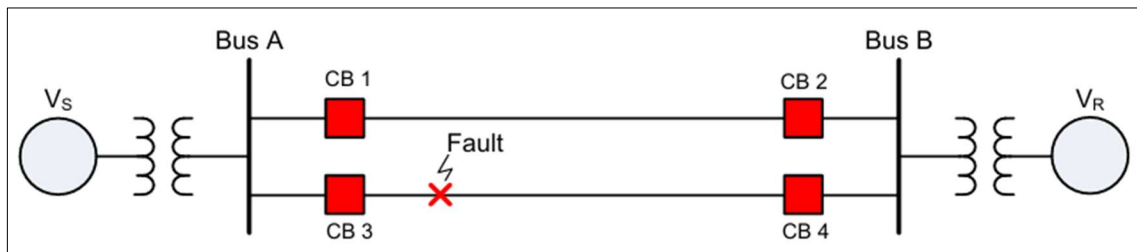


Figura 01 – Lógica de *Transient Blocking*

Com isso, há uma inversão no fluxo da LT paralela, que neste exemplo, identificava a falta na direção reversa pelo terminal A, mas agora está identificando na direção direta e com recepção ativa de POTT, provocando a atuação inesperada da proteção 85-67N.

Nesta situação, deve-se verificar a lógica de bloqueio (*Transient Blocking*) que deveria inserir uma temporização intencional, no sentido de aguardar a estabilização da identificação de direcionalidade e o envio/recepção adequada do esquema POTT.

### c. Lógicas de Weak-infeed e Echo – IEEE Std. C37.113-2015

O esquema permissivo de teleproteção (POTT), exige o envio e recepção do sinal permissivo para operar, mas há casos que um dos terminais na LT não tem condições de detectar a direcionalidade da falta (falta na direção direta ou reversa da LT), especialmente terminais fracos, com capacidade limitada de curto-circuito.

Nestes casos, as lógicas auxiliares de reenvio (Echo) e fonte fraca (Weak-infeed) são mecanismos de garantir a operação do esquema nestas condições, conforme diagrama simplificado apresentado na Figura 03.

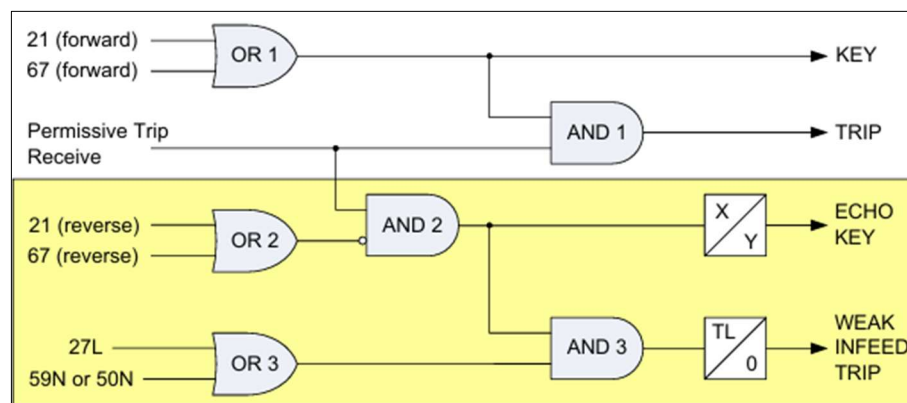


Figura 02 – Lógicas de Echo e Weak-Infeed

Portanto, torna-se necessário avaliar os ajustes destas lógicas e conferir se realmente não haviam grandezas suficientes (correntes e tensões) para detectar a correta direcionalidade vista pelo terminal sob análise.

### d. Falhas nos Esquemas de Teleproteção – NERC: *Lesson Learned* #20150902

No caso de análise de desempenho dos esquemas de teleproteção associados a envio e/ou recepção de sinal permissivo (POTT) ou transferência de disparo (TDD), deve-se avaliar os seguintes aspectos:

- Analisar detalhadamente os registros de oscilografias e eventos, avaliando o comportamento de envio e recepção dos sinais entre os terminais em cada cadeia de proteção;
- Certificar-se que não houve falhas nos circuitos auxiliares e/ou nos IEDs;
- No caso de identificação de falha na recepção dos sinais e/ou condições para operar sem disparo, deve-se avaliar as lógicas associadas e preconizar por testes para identificação e correção do ponto de falha.

#### 4) Análise da Oscilografia

##### a. Configurar a rede

*Options* → *Network Configuration* → *Signal Assignment*:

- Associar os sinais de corrente e tensão nos campos de transformadores de corrente (CT) e de potencial (VT), respeitando a sequência de fases do sistema elétrico.

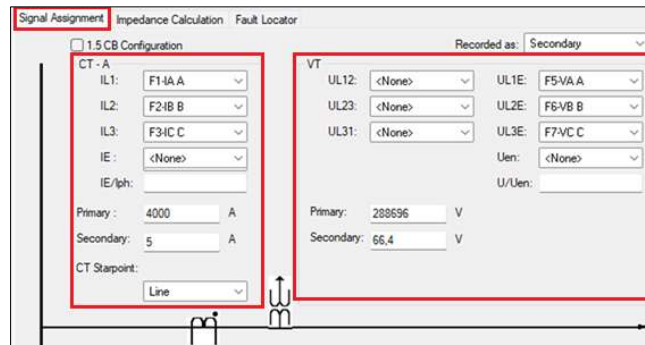



Figura 03 – Configuração da rede (CT e VT)

##### b. Avaliar a direcionalidade e nível de corrente de neutro nos dois terminais

O analista deve realizar no mínimo as seguintes ações:

- Abrir os diagramas vetoriais calculados pelo *Vector Diagrams* (  );
- Coloque no mesmo diagrama a tensão de polarização ( $V_0$ ) e a corrente de operação ( $I_0$ );
- **Verifique no manual do IED como posicionar as grandezas de operação e polarização para identificar as direcionalidades;**
- Verifique os ajustes de ângulo de característico do relé (RCA), tensão mínima de polarização e corrente mínima de operação;
- Desenhe no diagrama vetorial todos os pontos indicados no manual, gerando a visualização fasorial da direcionalidade DIRETA e REVERSA;
- Identifique pela grandeza de operação ( $I_0$ ) se está na direção DIRETA ou REVERSA;
- Confirme que os valores dos ajustes de tensão de polarização e corrente de operação foram superados, avaliando se deveria haver operação do elemento DIRETO ou REVERSO;
- Caso não haja módulos suficientes para detecção de direcionalidade, avaliar se houve a operação de lógicas auxiliares de Echo e/ou Weak-Infeed.

**Observação:** A forma de identificar a direcionalidade não é padronizada e deve ser sempre avaliada no manual do IED.

A Figura 04 demonstra de **forma ilustrativa**, os casos de um IED com o exemplo de posicionamento das grandezas e avaliação da direcionalidade.

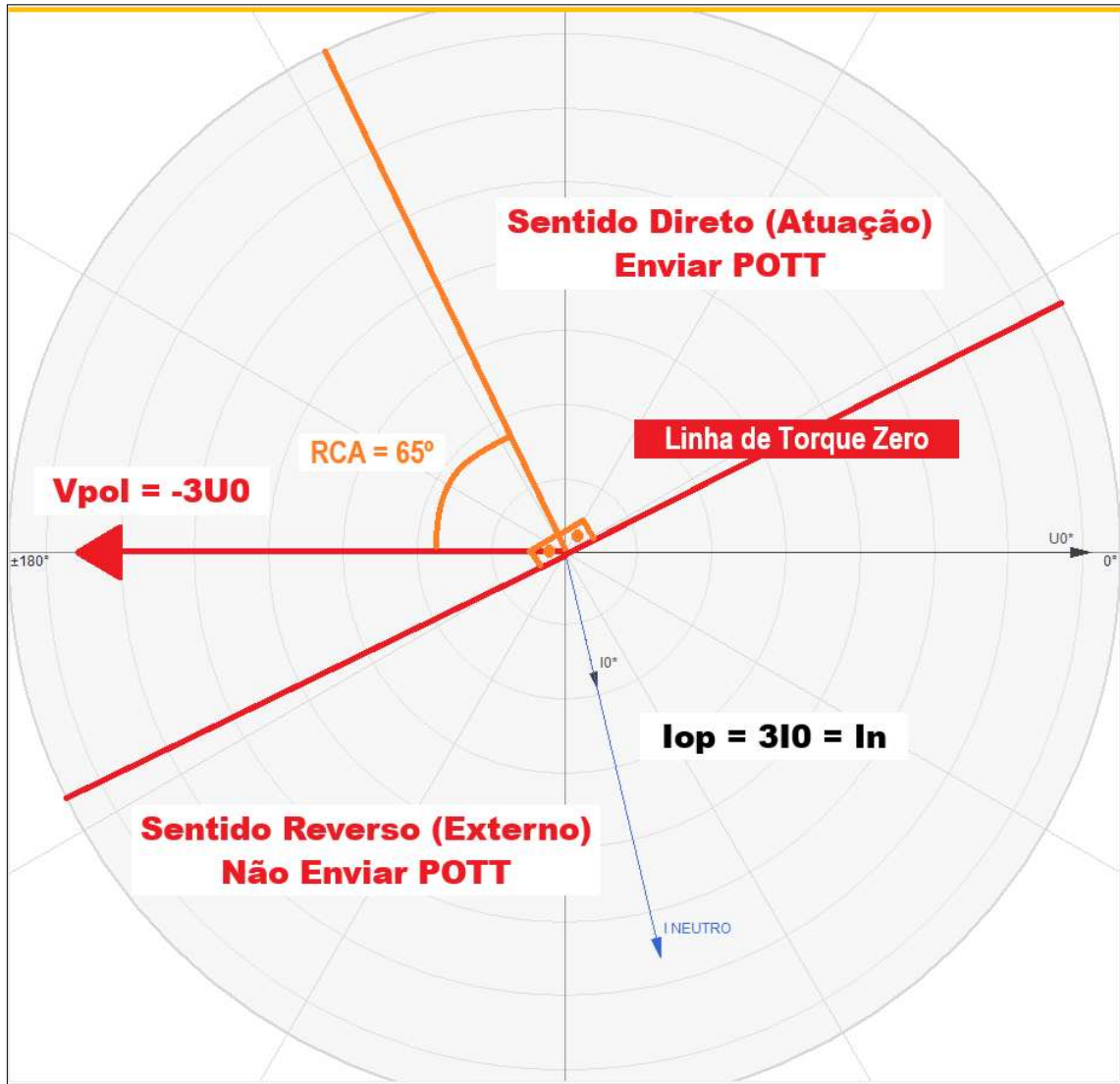


Figura 04 – Identificação da direcionalidade (direta ou reversa)

Neste caso, a grandeza de operação (**310**) está no **sentido reverso**, mas caso estivesse no outro plano da **linha de torque zero**, seria uma identificação de **sentido direto**.

### c. Avaliar os sinais de envio (TX) e recepção (RX) de POTT

A partir da avaliação da partida da proteção, deve-se verificar se houve corretamente o envio (TX), recepção (RX) e atuação das lógicas de teleproteção, certificando-se do desempenho e dos tempos de comunicação.

A Figura 07 demonstra exemplos dos sinais digitais registrados nas oscilografias, que permitem a avaliação do desempenho, inclusive do tempo de viagem do sinal entre os terminais da LT.

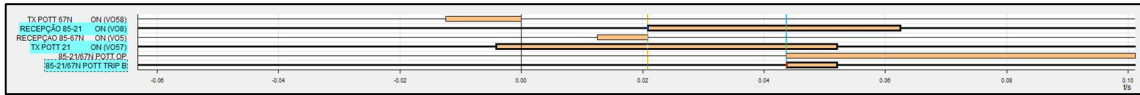


Figura 05 – Avaliação dos sinais digitais de envio (TX), recepção (RX) e disparo

### 5) Checklist – Análise Guiada

#### Checklist de Verificação:

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;
- Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;
- Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas nos dois terminais;
- Avaliar o envio e recepção de POTT;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

Figura 06 – Checklist da Proteção 85-67N

#### Observação Geral

No caso de **dificuldade e/ou comportamento inesperado da proteção**, deve-se realizar uma análise aprofundada da **causa raiz**, recorrendo a recursos como **manual dos IEDs, analistas experientes e suporte técnico do fabricante**.

---

## Base de Conhecimento – Proteção *End Fault Protection* – EFP (Zona Morta)

### 1) Princípio Básico

A lógica de proteção de zona morta (EFP) opera quando o disjuntor está aberto para proteger faltas na região entre o TC e o disjuntor, quando não há superposição de zonas de proteção – ***Bus Protection Application Challenges***.

A Figura 01 apresenta a condição lógica para HABILITAR a proteção EFP, sempre garantindo a posição aberta do disjuntor (CB) com a circulação de corrente no TC associado em um ponto cego (*blind spot*) para proteção de barras.

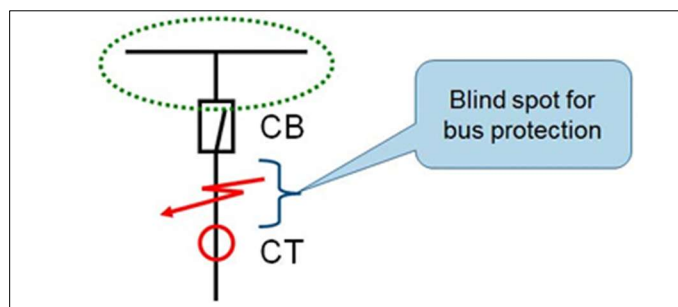


Figura 01 – Condição lógica para HABILITAR a EFP

### 2) Requisitos Técnicos e Filosofia do ONS

#### a. Requisito mínimo – Submódulo 2.11 (Revisões 2020.12 e 2024.05)

Nas subestações cujos arranjos físicos permitem a existência de zonas mortas e não há superposição das zonas de proteção de equipamentos adjacentes, devem ser aplicadas proteções capazes de detectar faltas nestas zonas mortas.

#### b. Filosofia – ONS RE 3/109/2011

A definição da atuação da proteção de zona morta deve considerar ajuste de corrente de supervisão suficiente para detectar o curto-circuito interno mínimo na LT, aplicando uma temporização conforme o critério do agente (instantânea ou temporizada).

### 3) Lições Aprendidas e Boas Práticas

#### a. Identificar os IEDs da proteção EFP

A proteção EFP caracteriza-se como uma proteção de vão, na qual pode ser configurada nas unidades de proteção de barras (bay ou central) ou nas unidades de proteção da LT.

Nos projetos em operação, a maior parte não possui redundância desta proteção, mas o IED aplicado varia a depender do projeto. Nos novos projetos, há necessidade de redundância, então deve-se avaliar o desempenho dos dois IEDs que fazem essa proteção.

Portanto, o primeiro passo para uma análise adequada de desempenho desta proteção consiste em identificar qual(is) IED(s) faz(em) estão configurados para fazer a proteção EFP, avaliando todos os registros gerados por eles.

#### b. Filosofia sugerida – *Bus Protection Application Challenges*

A proteção EFP (Zona Morta) pode utilizar uma sobrecorrente de fase instantânea, habilitada somente com o disjuntor aberto e com um atraso de liberação de pelo menos 1,3 ciclos, para garantir que o valor eficaz (RMS) tenha tempo suficiente para reduzir após a abertura do disjuntor.

Além disso, a proteção pode ser bloqueada após um comando de fechamento do disjuntor.

No caso de atuação, deve-se realizar o disparo no terminal local e envio de TDD para o terminal remoto da LT, bem como bloqueio da LT.

**Observação:** a filosofia deve ser definida pelo agente, estas são apenas recomendações do fabricante GE.

#### c. Sinalizações indevidas por falhas no 125 Vcc – NERC: *Lesson Learned #20161001*

No caso de lógicas de proteção que utilizam posição de equipamentos como variável de entrada para HABILITAR ou DESABILITAR sua operação, deve-se tomar cuidado com os seguintes pontos:

- A sinalização da posição dos equipamentos (disjuntores e seccionadoras) pode falhar por com de problemas nos serviços auxiliares 125 Vcc;
- As falhas de sinalização podem ocorrer como consequência de fugas à terra;

- As falhas no 125 Vcc podem provocar a não atuação de relés de disparo e provocar atuação de falha de disjuntor (50/62BF);
- Em toda análise de ocorrências, deve-se avaliar criteriosamente o comportamento dos sinais digitais associados aos disjuntores e seccionadoras, buscando eventuais intermitências e/ou sinalizações incorretas.

#### **d. Sinalização indevida por falha de comunicação GOOSE**

No caso de as posições dos equipamentos serem recebidas por comunicação entre os IEDs (exemplo: GOOSE), deve-se verificar na lógica de atuação se está considerando a qualidade do ponto como critério de liberação.

Em certos casos, pode ocorrer uma falha de comunicação e o IED está configurado de forma que não invalida a variável em caso de perda de comunicação, gerando por exemplo um congelamento da posição ABERTO ou FECHADO.

Portanto, recomenda-se avaliar as lógicas da proteção EFP e configurações de comunicação entre os IEDs, sempre iniciando pela análise da oscilografia em comparação com a posição real dos equipamentos.

#### **e. Atuação inesperada após um desligamento automático da LT**

No caso de atuação da proteção EFP no momento da abertura do disjuntor por comando manual e/ou automático por atuação de outra proteção, deve-se avaliar criteriosamente a lógica de liberação (HABILITAR).

Em certos casos, o elemento de sobrecorrente está configurado com temporização instantânea, mas não aguarda a redução gradual da corrente eficaz após uma manobra para habilitar a função, gerando atuações inesperadas para situações normais, por exemplo, de eliminação de faltas na LT.

Portanto, recomenda-se avaliar a lógica da proteção EFP e os ajustes do elemento de sobrecorrente utilizado, verificando possíveis inconsistências na configuração.

#### 4) Análise da Oscilografia

##### a. Avaliar a posição dos equipamentos e correntes dos vãos

Os sinais digitais das posições dos disjuntores e/ou vãos devem estar coerentes na condição de pré-falta, falta e pós-falta, conforme apresentado na Figura 02.

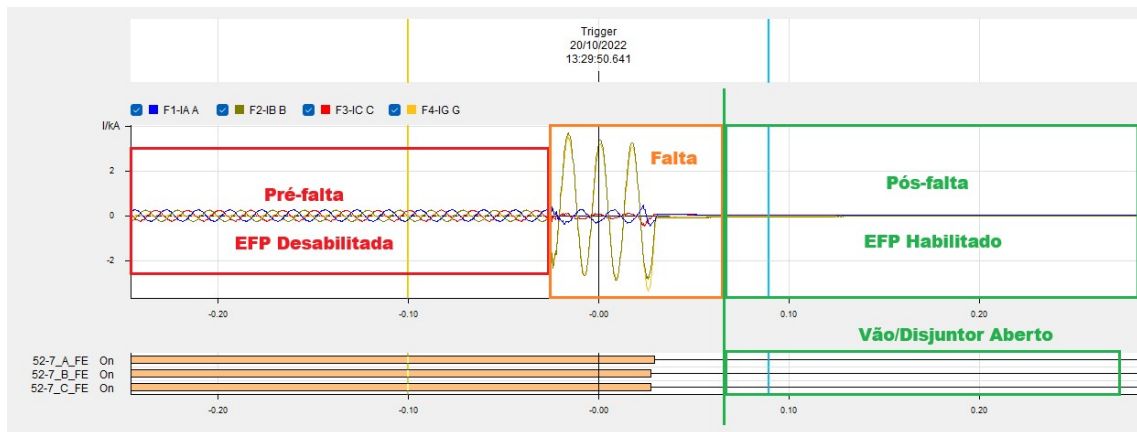


Figura 02 – Transição para habilitar a proteção Zona Morta

#### Pontos importantes:

- **Pré-falta:** disjuntor fechado e com circulação de corrente, sem qualquer sinalização de partida e/ou atuação de EFP;
- **Falta:** disjuntor alternando de fechado para aberto, a corrente deve subir e depois ir diminuindo gradativamente, mas não deve ocorrer partida e/ou atuação de EFP;
- **Pós-falta:** o disjuntor efetivamente aberto e as correntes com valor eficaz (RMS) praticamente nulo, deve HABILITAR a proteção EFP.

No momento do **fechamento**, uma transição inversa deve ocorrer, desabilitando da função a partir do comando e/ou da posição saindo de ABERTO para FECHADO.

**Observação:** as atuações indevidas são mais comuns em aberturas ou em condição de operação normal por falha na sinalização da posição do equipamento.

##### b. Avaliar a lógica e os valores de corrente

Após a verificação da coerência de posição do equipamento e da situação (HABILITADA/DESABILITADA) da proteção EFP, deve-se avaliar a lógica de atuação e os ajustes de sobrecorrente configurados no IED e medidos na oscilografia.

Os valores de corrente utilizados na análise são sempre os **valores eficazes (RMS)** e **NÃO os valores instantâneos**.

### 5) *Checklist* – Análise Guiada

#### Checklist de Verificação:

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Avaliar a posição dos equipamentos e as correntes dos vãos;
- Avaliar a lógica e os valores de corrente medidos;
- Verificar no projeto a lógica para HABILITAR/DESABILITAR a proteção;
- Verificar os ajustes do elemento de sobrecorrente;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

Figura 03 – *Checklist* da Proteção EFP

#### **Observação Geral**

No caso de **dificuldade e/ou comportamento inesperado da proteção**, deve-se realizar uma análise aprofundada da **causa raiz**, recorrendo a recursos como **manual dos IEDs, analistas experientes e suporte técnico do fabricante**.

---

## **Base de Conhecimento – Proteção Transferência Direta de Disparo (TDD)**

### **1) Princípio Básico**

A lógica de transferência direta de disparo (TDD) consiste no envio de sinal de disparo para o terminal remoto por meio do esquema de teleproteção, a partir de um disparo do terminal local, com objetivo de garantir a abertura em tempos similares dos dois terminais da LT – **IEEE PSRC Subcommittee H9 Understanding Comm. Tech. for Protection**.

A Figura 01 apresenta a condição de atuação de uma proteção qualquer na LT do terminal A (**Ra**), a qual provoca o envio do sinal de **TDD** (em inglês *DTT*) para o terminal B, provocando o disparo e a abertura da LT nos dois terminais.

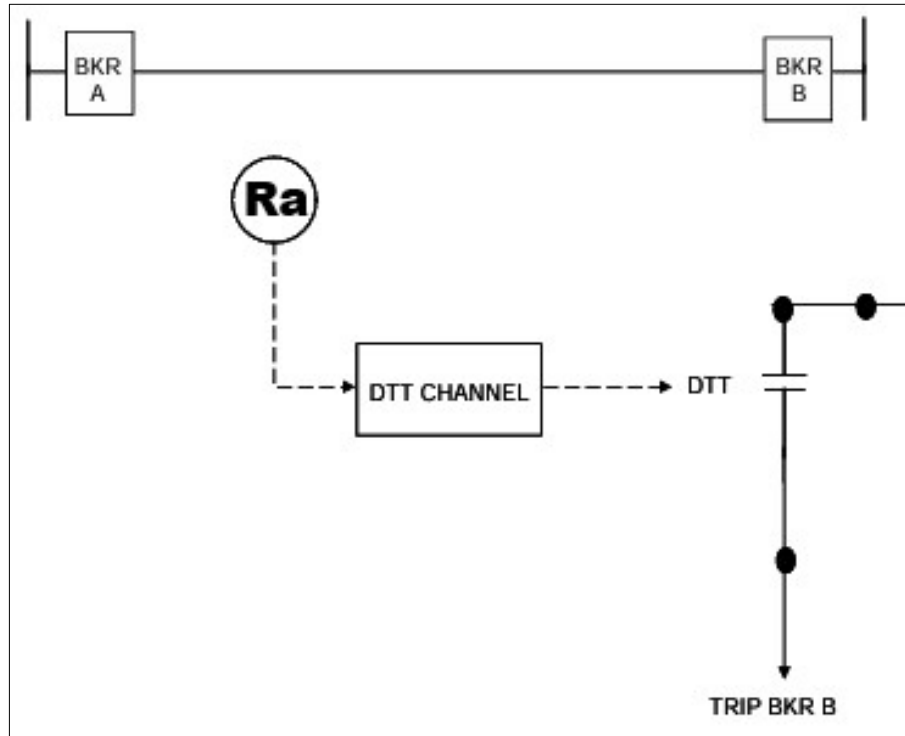


Figura 01 – Condição de atuação da lógica da proteção TDD

## 2) Requisitos Técnicos e Filosofia do ONS

### a. Requisito mínimo – Submódulo 2.11 (Revisões 2020.12 e 2024.05)

O esquema de teleproteção por TDD deve ser aplicado nos seguintes casos para LTs:

- Todas as atuações de proteção da LT, incluindo sobretensão, devem comandar envio de TDD para abertura do terminal remoto;
- No caso de subestações isoladas a SF6, as proteções associadas a saída da LT devem provocar bloqueio e comandar envio de TDD ao terminal remoto;
- Se houver reatores diretamente conectados à LT, as proteções deste equipamento devem provocar bloqueio e o envio de TDD para o terminal remoto;
- No caso de falha de disjuntor, deve-se comandar o envio de TDD para o terminal remoto (se necessário);

- O esquema de religamento automático deve ser iniciado apenas pela recepção oriunda da atuação das proteções de LT de alta velocidade (zonas 1 e esquemas de teleproteção).

#### **b. Filosofia – ONS RE 3/109/2011**

Não há recomendações explícitas sobre as filosofias de teleproteção, especialmente para TDD.

### **3) Lições Aprendidas e Boas Práticas**

#### **a. Atuações acidentais**

O comando de TDD pelo esquema de teleproteção pode ocorrer de forma acidental durante qualquer tipo de atividade nos sistemas de proteção, sendo sempre importante realizar isolações destes comandos (se possível).

No caso de atuações acidentais, verifica-se apenas uma recepção e/ou comando de TDD sem qualquer tipo de perturbação elétrica na LT, muitas vezes por testes de atuação forçada de proteção da LT e/ou envio de comandos acidentais para o terminal remoto por contato acidental no comando.

Portanto, sempre que houver uma atividade em andamento e ocorrer um desligamento por recepção de TDD, atente-se aos registros e solicite detalhes aos executores de quais atividades estavam em curso no momento.

#### **b. Falhas nos Esquemas de Teleproteção – NERC: *Lesson Learned* #20150902**

No caso de análise de desempenho dos esquemas de teleproteção associados a envio e/ou recepção de sinal permissivo (POTT) ou transferência de disparo (TDD), deve-se avaliar os seguintes aspectos:

- Analisar detalhadamente os registros de oscilografias e eventos, avaliando o comportamento de envio e recepção dos sinais entre os terminais em cada cadeia de proteção;
- Certificar-se que não houve falhas nos circuitos auxiliares e/ou nos IEDs;
- No caso de identificação de falha na recepção dos sinais e/ou condições para operar sem disparo, deve-se avaliar as lógicas associadas e preconizar por testes para identificação e correção do ponto de falha.

#### **c. Esquema de religamento automático da LT e TDD**

O TDD possui proteções que permite a partida do esquema de religamento automático e que não permitem a partida do esquema (TDD mantido), sendo importante avaliar com base na proteção atuada no terminal de origem do comando.

No caso das proteções que o envio de TDD deve partir religamento (zona 1 e teleproteção), o sinal deve ser enviado por tempo suficiente para gerar o disparo e permitir a partida e atuação do esquema.

No demais casos, as filosofias usualmente aplicadas são de envio de TDD tripolar por um tempo elevado (cerca de 400 ms) para que o terminal de recepção permaneça com disparo atuado e o esquema de religamento automático tenha a partida cessada.

Portanto, trata-se de uma questão de filosofia e não há um padrão, sendo necessário apenas que os requisitos mínimos do ONS de partida do esquema nas condições estabelecidas com desligamento monopolar ou tripolar a depender da seleção do religamento sejam atendidos.

**4) Análise da Oscilografia**

**a. Avaliar o desempenho do envio de TDD**

No terminal de envio (TX) do comando de TDD, verifique nos canais digitais se houve atuação de proteções da LT, responsáveis por realizar a ativação da lógica e envio do sinal, conforme apresentado na Figura 02.

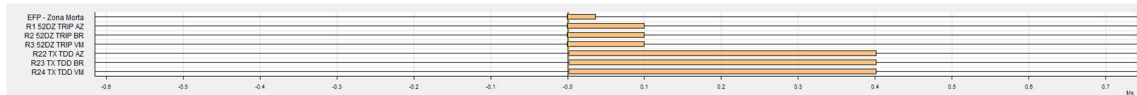


Figura 02 – Envio de TDD por atuação de proteção EFP

**b. Avaliar o desempenho da recepção de TDD**

No terminal de recepção (RX) do comando de TDD, verifique nos canais digitais que houve o disparo correto (monopolar ou tripolar), dependendo do tipo de falta e do esquema de religamento automático da LT, bem como a correta abertura dos disjuntores deste terminal, conforme apresentado na Figura 03.

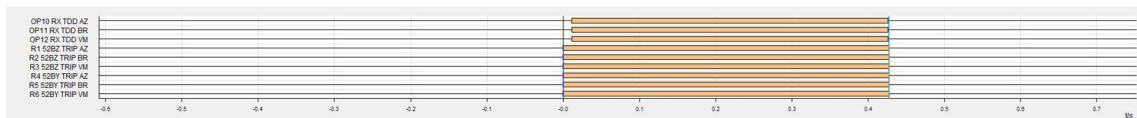


Figura 03 – Recepção de TDD por atuação de proteção remota

### c. Avaliar o desempenho da lógica de TDD

Nos casos em que houve atuação de proteções da LT nos dois terminais, da mesma forma, deve-se realizar a avaliação do desempenho do TDD, mesmo não sendo o único responsável pela abertura dos terminais, deve-se confirmar a existência de sinais de envio e recepção nos dois terminais.

Com isso, a análise da oscilografia permite identificar previamente eventuais problemas no esquema de teleproteção.

#### 5) Checklist – Análise Guiada

##### Checklist de Verificação:

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Avaliar o desempenho do envio de TDD;
- Avaliar o desempenho da recepção de TDD;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

Figura 04 – Checklist da Proteção TDD

#### Observação Geral

No caso de **dificuldade e/ou comportamento inesperado da proteção**, deve-se realizar uma análise aprofundada da **causa raiz**, recorrendo a recursos como **manual dos IEDs, analistas experientes e suporte técnico do fabricante**.

#### REFERÊNCIAS

GE VERNOVA. Grid Solutions. **Bus principles & protection**. [S. l.: GE Vernova], 2025. Disponível em: <https://www.gevernova.com/grid-solutions/automation/protection-control-metering/bus-protection>. Acesso em: 11 set. 2025.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE guide for protective relay applications to transmission lines**. New York: IEEE, 2016. (IEEE Std C37.113™-2015, Revision of IEEE Std C37.113-1999). ISBN 978-1-5044-0564-3 (PDF). ISBN 978-1-5044-0565-0 (Print).

Institute of Electrical and Electronics Engineers. Power System Relaying Committee. Relaying Communications Subcommittee. **Communications technology for protection systems**. Special report prepared by WG H9. New York: IEEE, 2013.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE standard electrical power system device function numbers and contact designations – C37.2-1996.** 1996.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **DC grounds and AC tied to DC cause multiple relay misoperations.** Atlanta, GA: NERC, 2016. Disponível em: [https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Lessons%20Learned%20Document%20Library/LL20161001\\_DC\\_Grounds\\_and\\_AC\\_tied\\_to\\_DC\\_cause\\_multiple\\_Relay\\_Misoperations.pdf](https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Lessons%20Learned%20Document%20Library/LL20161001_DC_Grounds_and_AC_tied_to_DC_cause_multiple_Relay_Misoperations.pdf). Acesso em: 06 jul. 2025.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Effects of mutual coupling when setting ground instantaneous overcurrent elements.** Atlanta, GA: NERC, 2015. Disponível em: [https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Lessons%20Learned%20Document%20Library/LL20150202\\_Effects\\_of\\_Mutual\\_Coupling\\_when\\_Setting\\_Ground\\_Instantaneous\\_Overcurrent\\_Elements.pdf](https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Lessons%20Learned%20Document%20Library/LL20150202_Effects_of_Mutual_Coupling_when_Setting_Ground_Instantaneous_Overcurrent_Elements.pdf). Acesso em: 06 jul. 2025.

NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. **Relay design and testing practices to prevent scheme failures.** Atlanta, GA: NERC, 2015. Disponível em: [https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Lessons%20Learned%20Document%20Library/LL20150902\\_Relay\\_Design\\_and\\_Testing\\_Practices\\_to\\_Prevent\\_Scheme\\_Failures\\_Final.pdf](https://www.nerc.com/pa/rrm/ea/Lessons%20Learned%20Document%20Library/LL20150902_Relay_Design_and_Testing_Practices_to_Prevent_Scheme_Failures_Final.pdf). Acesso em: 06 jul. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.11 – Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção.** 2021. 22 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Submódulo 2.11 – Requisitos mínimos para os sistemas de proteção, de registro de perturbações e de teleproteção.** 2024. 22 p.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **ONS RE 3/109/2011 – Filosofias das proteções das LTs de alta e extra alta tensão da rede de operação do ONS.** 2011. 61 p.

## APÊNDICE E – MODELOS DE PLANOS DE AÇÃO

As proteções 85-67N, EFP e TDD foram alvo de testes específicos para a avaliação de ganho de precisão e eficiência no desenvolvimento de plano de ação, quando há modelos pré-definidos, baseado problemas históricos com casos de recorrência. Assim, criou-se três grupos de planos padronizados, inserindo casos similares aos casos sob análise pelos usuários nos testes, conforme apresentado nos Quadros 01 e 02.

**Quadro 01 – Modelos de planos de ação**

Modelo	Categoria	Descrição Resumida
85-67N-1	Erro de Lógica	Modelo de plano de ação para casos de atuação indevida da proteção 85-67N por erro de concepção/configuração de lógica.
EFP-1	Erro de Lógica/Parametrização	Modelo de plano de ação para casos de atuação indevida da proteção de zona morta (EFP) por erro de lógica e/ou parametrização.
TDD-1	Atuação Acidental	Modelo de plano de ação para casos de atuação acidental da proteção TDD durante a execução de atividades no sistema de proteção da LT.

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 02 – Detalhamento dos planos de ação (SCRUM+5W2H+PDCA)**

Modelo	Sprint	Descrição	O que?	Por quê?	Quem?	Onde?	Quando?	Como?	Quanto?	PDCA
85-67N-1	1	Análise da Atuação da Proteção	Revisar oscilografia, analisar 85-67N	Entender o motivo da atuação indevida da 85-67N	Analista de Proteção	Escritório Técnico	Semana 1	Análise técnica usando SIGRA, supervisão e base de conhecimento	Baixo	P
85-67N-1	2	Suporte Técnico do Fabricante	Solicitar apoio e recomendações do fabricante	Garantir que a causa raiz foi identificada e validar ações necessárias	Suporte Técnico	Escritório Técnico	Semana 2-3	Sistema de Chamados	Baixo	P
85-67N-1	3	Ajuste e Testes de Parâmetros	Ajustar e testar a proteção 85-67N	Corrigir falha com menor custo e tempo possível	Equipe de Campo	Sala de Testes/Campo	Semana 4	Alinhar parâmetros, aplicar na mala de testes e validar	Médio	D
85-67N-1	4	Monitoramento Pós-Implementação	Coletar dados após alteração	Validar se a alteração foi eficaz e não causou novos problemas	Proteção + O&M	Supervisão	Semana 5-6	Monitoramento de alarmes, tendências e ocorrências	Nenhum	C
85-67N-1	5	Padronização e Documentação	Atualizar procedimentos internos	Evitar recorrência e disseminar conhecimento	Engenharia de Processos	Repositório Digital	Semana 7	Inserir em procedimento padrão, publicar aprendizado no portal interno	Baixo	A
EFP-1	1	Análise da Atuação da Proteção	Revisar oscilografia, analisar zona morta (EFP)	Entender o motivo da atuação indevida da	Analista de Proteção	Escritório Técnico	Semana 1	Análise técnica usando SIGRA, supervisão e base de conhecimento	Baixo	P

				zona morta (EFP)						
EFP-1	2	Ajuste e Testes de Parâmetros	Ajustar zona morta e testar nova lógica (EFP)	Corrigir falha com menor custo e tempo possível	Equipe de Campo	Sala de Testes/Campo	Semana 2	Alinhar parâmetros, aplicar na mala de testes e validar	Médio	D
EFP-1	3	Monitoramento Pós-Implementação	Coletar dados após alteração	Validar se a alteração foi eficaz e não causou novos problemas	Proteção + O&M	Supervisório	Semana 3-4	Monitoramento de alarmes, tendências e ocorrências	Nenhum	C
EFP-1	4	Padronização e Documentação	Atualizar procedimentos internos	Evitar recorrência e disseminar conhecimento	Engenharia de Processos	Repositório Digital	Semana 5	Inserir em procedimento padrão, publicar aprendizado no portal interno	Baixo	A
TDD-1	1	Análise da Atuação da Proteção	Revisar oscilografia, analisar TDD	Entender o motivo da atuação acidental de TDD	Analista de Proteção	Escritório Técnico	Semana 1	Análise técnica usando relato da equipe, SIGRA, supervisório e base de conhecimento	Baixo	P
TDD-1	2	Análise do Processo de Execução	Avaliar detalhadamente a falha no processo de isolamento da TDD	Identificar o ponto de falha para evitar reincidência	Proteção + Equipe de Campo	Escritório Técnico	Semana 2	Revisar o plano de execução das atividades e as isolações previstas, bem como validar se foram executadas	Baixo	D
TDD-1	3	Monitoramento Pós-Implementação	Coletar dados após alteração	Validar se a alteração foi eficaz e não causou novos problemas	Proteção + O&M	Intervenções	Semana 3-4	Monitoramento de alarmes, tendências e ocorrências	Nenhum	C
TDD-1	4	Padronização e Documentação	Atualizar procedimentos internos	Evitar recorrência e disseminar conhecimento	Engenharia de Processos	Repositório Digital	Semana 5	Inserir em procedimento padrão, publicar aprendizado no portal interno	Baixo	A

Fonte: Elaboração própria (2025).

## APÊNDICE F – ASSISTENTE VIRTUAL

O presente apêndice apresenta de forma direta todas as principais especificações técnicas do assistente virtual, bem como um passo a passo da jornada do usuário, conectado com o fluxograma base do desenvolvimento.

### 1.1 Especificações técnicas do assistente virtual (desenvolvimento)

O desenvolvimento do assistente virtual fundamentou-se no uso de uma plataforma online por meio do uso de linguagem e bibliotecas validadas e de código aberto, visando a operação em servidor local para rápida validação do procedimento por usuários, conforme especificações apresentadas no Quadro 1.

**Quadro 1 – Especificações do assistente virtual**

Assistente Virtual (Versão 1.0)	
<b>Plataforma</b>	Virtual Studio Code 1.103.2
<b>Linguagem</b>	Python 3.12
<b>Aplicação e Execução</b>	Aplicação Web com execução no servidor local para acesso via navegador.
<b>Interface</b>	Aplicação Flet com interface amigável para os usuários.
<b>Acesso</b>	IP e porta específicos do servidor local (Exemplo: 192.168.0.8:5000) dentro rede interna.
<b>Justificativa</b>	Desenvolver uma aplicação com ferramentas gratuitas, de código aberto, bibliotecas validadas e com possibilidade de acessibilidade pelos usuários em servidor local pela rede interna.
Bibliotecas	
<b>Flet</b>	Desenvolver toda a interface gráfica com o usuário, permitindo a criação de páginas com botões, campos de texto, campos de seleção e preenchimento pelo usuário.
<b>Pandas</b>	Ler, manipular e filtrar os dados dos arquivos Excel (.xlsx e .xls) utilizados como bases de dados.
<b>Datetime</b>	Gerar da estampa de tempo pelo horário do servidor local, utilizando no registro de respostas do usuário.
<b>OS</b>	Abrir e salvar os relatórios de perturbações e as respostas dos usuários, de forma organizada, nos diretórios preestabelecidos.

<b>Time</b>	Inserir atrasos no processamento do código, garantindo a conclusão o processo de salvamento de dados que serão novamente consultados.
<b>OpenPyxl</b>	Ler, escrever e modificar os dados dos arquivos Excel (.xlsx e .xls) utilizados como bases de dados. Em conjunto com o Pandas, opera como o motor ( <i>engine</i> ) de acesso e alteração dos arquivos.
<b>RE</b>	Alterar dados obtidos da base de dados de perturbações do SIPER, removendo caracteres de controle associados a formatação da resposta do SIPER na tabela, para melhorar a apresentação do texto ao usuário.

Fonte: Elaboração própria (2025).

As bases de dados foram construídas em formato Excel (.xlsx e .xls), Word (.docx) e PDF (.pdf), por meio da obtenção de dados de agentes operados pela empresa de O&M, dados oficiais do SIPER e dados desenvolvidos para a aplicação, conforme apresentado no Quadro 2.

**Quadro 2 – Bases de dados da aplicação do assistente virtual**

Bases	Fontes	Formato	Função
<b><i>user_answers</i></b>	Própria aplicação	.xlsx	Armazenar todas as respostas das ações realizadas pelo usuário em cada seção, conforme padronização definida na função <i>save_user_answers</i> .
<b><i>General_Lists</i></b>	Desenvolvimento	.xlsx	Armazenar todos os menus das páginas, as mensagens para os usuários, os cenários de validação, a lista de equipamentos cadastrados e os modelos de planos de ação.  <b>Abas:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Weblist</i> – questionário preliminar;</li> <li>• <i>Validation</i> – cenários de validação;</li> <li>• <i>Scenarios</i> – mensagens dos cenários;</li> <li>• <i>Eqp</i> – lista de LTs cadastradas;</li> <li>• <i>Plan-Models</i> – modelos de plano de ação;</li> <li>• <i>Plan-Steps</i> – detalhamento dos planos de ação.</li> </ul>
<b><i>shutdowns_database</i></b>	SIPER (ONS) Desenvolvimento	.xlsx	Armazenar todos os dados históricos de perturbações dos agentes no SIPER, adicionado da classificação dos desligamentos forçados pelo procedimento proposto e do diretório para acesso aos relatórios internos.

<b>Knowledge_base</b>	Desenvolvimento	.xlsx	Armazenar todos os diretórios dos documentos das bases de conhecimento (.pdf) e os <i>checklists</i> para as análises guiadas, indexados por cada tipo de proteção sob análise.
<b>siper_lists</b>	SIPER (ONS)	.xls	Listas oficiais para a classificação estatística, conforme metodologia do ONS.






Fonte: Elaboração própria (2025).

As bases de dados desenvolvidas para a aplicação seguem os formatos de arquivos de bases de dados externas, mantendo a padronização e simplificação, bem como decorrem de necessidades identificadas na aplicação. Destas bases próprias, destacam-se as seguintes:

- a) **Cenários de validação:** a partir de todas as proteções de LTs, comparam-se as respostas do questionário do usuário com 15 casos possíveis de atuação correta dos sistemas de proteção e esquema de religamento automático, gerando uma mensagem orientativa ao usuário, conforme apresentado no Quadro 3;
- b) **Bases de conhecimento e checklists:** a partir de uma curadoria de referências e experiências práticas, criou-se um grupo de documentos com teoria, lições aprendidas e instruções práticas com checklist para todas as proteções utilizadas nos testes, conforme apresentado no Capítulo 4 e no APÊNDICE D – BASE DE CONHECIMENTO E CHECKLISTS;
- c) **Modelos de planos de ação:** a partir de casos conhecidos e recorrentes de problemas em sistemas de proteção, criou-se um grupo de planos de ação padronizados no modelo híbrido proposto pela procedimento, conforme apresentado no Capítulo 4 e no APÊNDICE E – MODELOS DE PLANOS DE AÇÃO.

**Quadro 3 – Cenários de validação do caso sob análise**

Cenários	Tipo de Atuação	Proteções	Mensagem ao Usuário
1 ao 15	Corretas	21/21N 59 67N 67Q 68 OST 78 OST 85-21 85-67N 85-67Q 87L EFP	<p>O desligamento da <b>LT</b> ocorreu com a atuação da proteção <b>XX</b> no <b>terminal sob análise</b>.</p> <p>O sistema de proteção operou corretamente, sem falhas na <b>confiabilidade, velocidade (tempo de eliminação), seletividade</b> ou <b>sensibilidade</b>.</p> <p>O tempo total de eliminação da falta foi <b>inferior a 100 ms</b>, conforme exigido pelos <b>Procedimentos de Rede do ONS</b>. Esse desempenho demonstra um <b>excelente comportamento do sistema de</b></p>

		SOTF STUB BUS TDD WEAK INFEED	<p><b>proteção</b>, garantindo a <b>eliminação rápida da falta</b> e reduzindo o impacto da perturbação no sistema elétrico.</p> <p>(Parágrafo para todas as proteções, exceto 21/21N, 85-(21/67N/67Q), 87L e TDD)</p> <p>Diferente das proteções de alta velocidade, a <b>proteção XX não gera a partida do esquema de religamento automático</b>, conforme previsto nos <b>Procedimentos de Rede do ONS</b>. Dessa forma, o <b>esquema de religamento automático não foi iniciado</b>.</p> <p>Dado que o desempenho geral do sistema foi adequado, podemos prosseguir para a análise da <b>causa raiz do desligamento forçado</b> e, posteriormente, formalizar os <b>registros estatísticos</b> e a <b>resposta ao ONS</b>.</p> <p><b>Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.</b></p>
<b>Em Análise e Investigação</b>	Inconclusiva ou Anormal	Idem 1 ao 15	<p>A análise preliminar identificou um cenário de atuação <b>NÃO CORRETA</b> ou que exige uma <b>ANÁLISE/INVESTIGAÇÃO</b> para melhor compreensão.</p> <p> <b>Próximos passos:</b> <b>Prosseguir com uma análise detalhada</b> do desempenho da proteção e da ocorrência clicando no botão  <b>Realizar Investigação</b>.</p> <p><b>Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.</b></p>
<b>Sem Dados</b>	Poucos Dados	Idem 1 ao 15	<p>A análise preliminar não identificou um cenário válido com as <b>POUCAS</b> informações fornecidas.</p> <p> <b>Detalhes da avaliação:</b> - Você respondeu <b>MENOS DE 5 das perguntas</b>, impossibilitando a análise da perturbação.</p> <p> <b>Próximos passos:</b> - <b>Iniciar uma nova sessão</b> para preencher os dados com mais precisão, clicando no botão  <b>Abra uma nova seção</b>.</p> <p><b>Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.</b></p>

Fonte: Elaboração própria (2025).

O assistente virtual opera com diversas funções auxiliares, responsáveis por processos associados a interface com o usuário, manipulações e lógicas de dados, com o objetivo de modularizar e sintetizar o código, conforme apresentado no Quadro 4.

**Quadro 4 – Funções auxiliares**

Funções	Grupos	Principais Objetivos
<b><i>save_user_answers</i></b>	Manipulação de Dados	<p>Organizar e salvar todas as respostas do usuário no formato ID da sessão, nome do usuário, empresa, pergunta, resposta e estampa de tempo do servidor local.</p> <p>A chamada da função ocorre em cada clique no botão de avanço para a próxima etapa na interface com o usuário.</p> <p>Os dados de todas as sessões de todos os usuários são armazenados na base de dados <b><i>user_answers</i></b>.</p>
<b><i>validation_matrix</i></b>	Lógica com Dados	<p>Comparar as respostas do usuário no questionário preliminar com os cenários predefinidos, identificando qual enquadra-se, retornando com o cenário a respectiva mensagem associada.</p> <p>As perguntas avaliadas são referentes a proteção sob análise e os campos dos critérios de desempenho do SP e ERA.</p> <p>A comparação ocorre entre as bases de dados das respostas do usuário na <b>seção (<i>user_answers</i>)</b> e a lista de cenários (<b><i>General_Lists – Validation</i></b>).</p>
<b><i>database_search</i></b>	Lógica com Dados	<p>Comparar as respostas do usuário no questionário preliminar com toda a base de dados de perturbações, atribuindo 1 ponto para cada campo idêntico entre si, com resultado podendo variar de 0 a 14.</p> <p>A comparação ocorre entre as bases de dados das respostas do usuário na <b>seção (<i>user_answers</i>)</b> e a base de perturbações (<b><i>shutdowns_database</i></b>).</p> <p>Após a comparação, classificam-se os desligamentos forçados de forma decrescente, por meio pontuação e da data do desligamento, selecionando os 12 primeiros da lista para serem apresentados como casos similares ao usuário.</p> <p><b>Observação:</b> A seleção de 12 desligamentos forçados decorre do fato de cada perturbação ter</p>

		em média quatro linhas na base de dados, associadas a classificação estatística sob a ótica de cada subestação e das proteções principal e alternada. Dessa forma, classifica no mínimo as 3 principais e mais recentes perturbações.
<b><i>ahp_analysis</i></b>	Interface com Usuário	Calcular a pontuação de cada uma das soluções propostas na análise de viabilidade, por meio da aplicação do método do processo hierárquico analítico ( <i>Analytic Hierarchy Process – AHP</i> ) de forma simplificada.  O usuário insere o peso de cada critério e depois avalia as soluções, de forma que a função calcula a multiplicação entre critério e solução, somando os valores e indicando a vencedora com a maior pontuação.
<b><i>siper_text</i></b>	Lógica com Dados Interface com Usuário	Criar respostas semiautomáticas para o SIPER, por meio da análise das respostas das etapas de classificação estatística dos desligamentos forçados.  As respostas dividem-se em três blocos: desligamento forçado, desempenho do SP, desempenho e eficácia do ERA.  O usuário recebe orientações gerais de pontos importantes e de revisão por bloco, bem como sugestões de respostas e de ações detalhadas para desenvolver um relatório adequado ao ONS.
<b><i>read_excel_xlsx</i></b> <b><i>read_excel_xls</i></b> <b><i>download_excel</i></b>	Manipulação de Dados	Ler, escrever e baixar arquivos em formato Excel (.xlsx e xls) das bases de dados do assistente.

Fonte: Elaboração própria (2025).

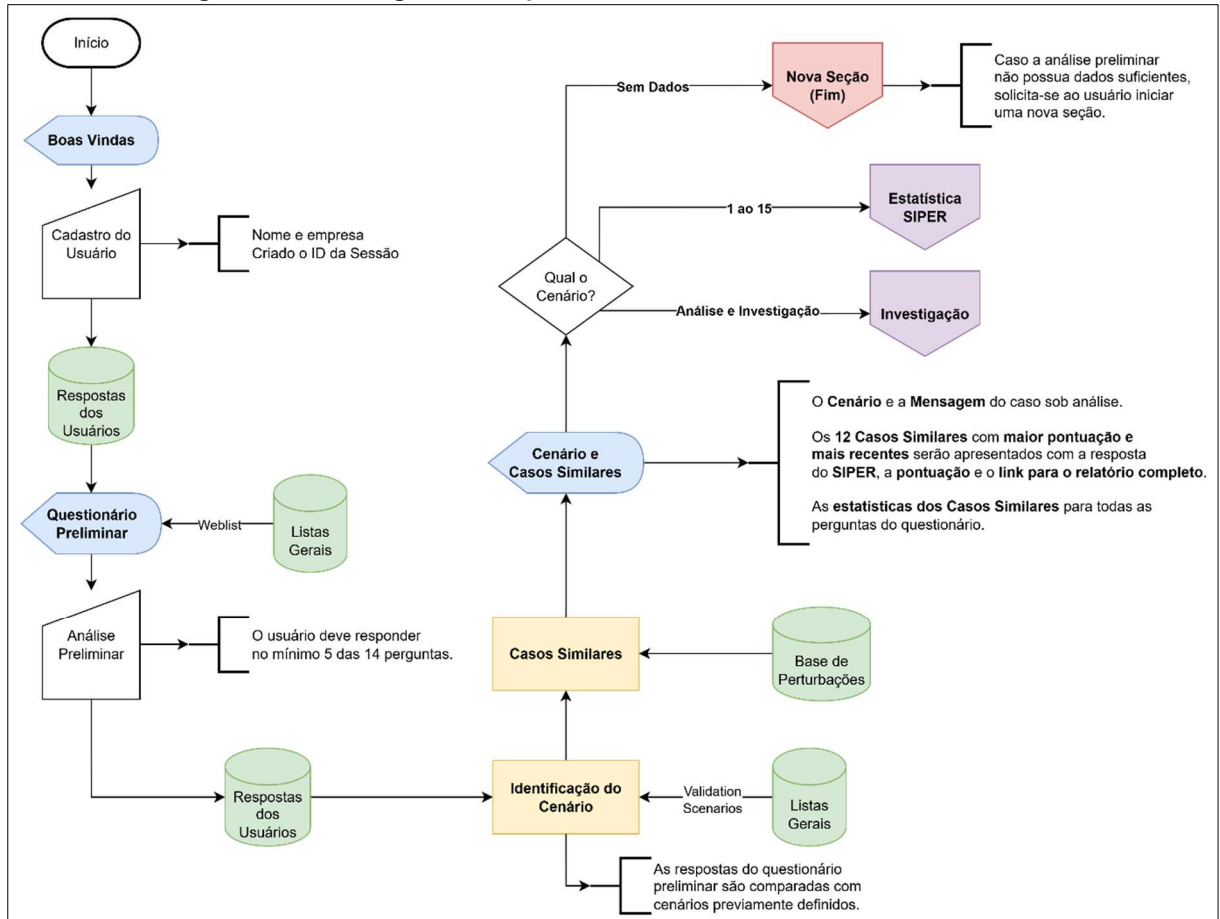
À vista disso, nos fluxogramas apresentados neste apêndice, há referências as bases de dados e funções auxiliares descritas, evidenciando a operação do assistente virtual em cada etapa.

## 1.2 Fluxo de utilização do assistente virtual (passo a passo)

O fluxo de utilização e funcionalidades do assistente virtual dividem-se em três grandes seções: análise preliminar, investigação e a classificação estatística com a resposta do SIPER. Assim, o presente apêndice demonstra de forma prática (passo a passo), cada etapa percorrida pelo usuário, por meio de um exemplo fictício sem qualquer correlação com casos reais.

A Seção 01 consiste nas etapas de Boas Vindas, Questionário Preliminar, Cenário e Casos Similares, conforme apresentado na Figura 01.

**Figura 01 – Fluxograma simplificado da seção 1 do assistente virtual**



Fonte: Elaboração própria (2025).

As etapas de utilização e funcionalidades associadas acontecem conforme descrito abaixo e apresentado nas Figuras 02 a 05:

- **Boas-vindas**
  - **Passo 01:** Acesso ao assistente virtual por meio de IP e Porta específicos, dentro da rede interna;
  - **Passo 02:** Mensagem de boas-vindas e cadastro do usuário e empresa para registro histórico de todas as ações.

**Figura 02 – Etapas de boas-vindas do assistente virtual**

Assistente Virtual para Análise de Ocorrências 🗨️

Bem-vindo! Faça o seu registro de acesso para iniciarmos juntos a análise da ocorrência.

Nome  
Matheus Varela Branco

Empresa  
Fictícia

Iniciar

Fonte: Elaboração própria (2025).

- **Questionário Preliminar**
  - **Passo 03:** Informativo sobre as respostas nos campos obrigatórios;
  - **Passo 04:** Questionário preliminar sobre os aspectos operativos e de classificação do desligamento forçado nos critérios do procedimento proposto;
  - **Passo 05:** Questionário preliminar sobre o desempenho do sistema de proteção nos critérios do procedimento proposto;
  - **Passo 06:** Questionário preliminar sobre o desempenho e eficácia do esquema de religamento automático nos critérios do procedimento proposto;
  - Ao responder aos passos 04 a 06, com o mínimo os campos obrigatórios preenchidos, o usuário pode enviar as respostas para a análise preliminar.

**Figura 03 – Etapas do questionário preliminar do assistente virtual**

Assistente Virtual para Análise de Ocorrências 🗨️

Agora, você deve realizar uma análise preliminar da ocorrência e responder o máximo de campos abaixo, deixando em BRANCO aqueles que ainda NÃO tenha certeza da resposta.

LEMBRETE: Você deve responder no mínimo 5 campos (Componente, Tipo de Desligamento, Tipo de Restabelecimento, Tipo de Proteção e a Proteção sob Análise), para que possamos analisar o caso. ③

**Componente** ④

Componente  
LT - Acima de 230 kV

**Tipo de Desligamento** ④

Tipo de Desligamento  
Automático

**Tipo de Restabelecimento** ④

Tipo de Restabelecimento  
Automático

**Natureza Elétrica** ④

Natureza Elétrica  
1 - Fase-Terra

**Natureza da Causa** ④

Natureza da Causa  
Fugitiva

<p><b>Tipo de Proteção</b> 5</p> <p>Tipo de Proteção</p> <p>Relé</p>
<p><b>Selecione a Proteção sob Análise</b> 5</p> <p>Selecione a Proteção sob Análise</p> <p>21/21N</p>
<p><b>Confiabilidade: As unidades de proteção operaram de forma idêntica?</b> 5</p> <p>Confiabilidade: As unidades de proteção operaram de forma idêntica?</p> <p>Sim</p>
<p><b>Velocidade: Qual o tempo total de eliminação da perturbação (Te)?</b> 5</p> <p>Velocidade: Qual o tempo total de eliminação da perturbação (Te)?</p> <p>Te ≤ 100 ms</p>
<p><b>Seletividade: O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?</b> 5</p> <p>Seletividade: O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?</p> <p>Não</p>
<p><b>Sensibilidade: A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?</b> 5</p> <p>Sensibilidade: A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?</p> <p>Não</p>
<p><b>Religamento Automático: Houve a partida do esquema?</b> 6</p> <p>Religamento Automático: Houve a partida do esquema?</p> <p>Sim</p>
<p><b>Religamento Automático: O comando de fechamento ocorreu com sucesso?</b> 6</p> <p>Religamento Automático: O comando de fechamento ocorreu com sucesso?</p> <p>Não</p>
<p><b>Religamento Automático: A LT foi energizada com sucesso?</b> 6</p> <p>Religamento Automático: A LT foi energizada com sucesso?</p> <p>Não</p>
<p><b>Enviar</b></p>

Fonte: Elaboração própria (2025).

- **Cenários e Casos Similares**

- **Passo 07:** A comparação das respostas do usuário com os cenários conhecidos, gera uma mensagem específica para o caso sob análise, sugerindo os próximos passos;
- **Passo 08:** A comparação das respostas do usuário com a base de dados histórica, permite a seleção de até 12 desligamentos forçados, cujo texto do SIPER e o link para acesso ao relatório interno completo são disponibilizados ao usuário;
- **Passo 09:** A partir dos casos similares, calcula-se as principais estatísticas destes casos nos 14 aspectos avaliados no questionário preliminar;
- Nesta página, o usuário recebe orientações e exemplos, cujo botão de avanço depende do cenário, podendo ir para investigação (casos não corretos e/ou indefinidos) e análise final (casos corretos);
- A Figura 04 apresenta a página completa e a Figura 05 apresenta os aspectos diferentes no caso de cenários de atuações corretas.

**Figura 04 – Etapas dos cenários e casos similares do assistente virtual no cenário de investigação (página completa)**

### Análise Preliminar da Ocorrência

**Resultado da Análise: Cenário em Análise e Investigação 7**

A análise preliminar identificou um cenário de atuação **NÃO CORRETA** ou que exige uma **ANÁLISE/INVESTIGAÇÃO** para melhor compreensão.

🔍 **Próximos passos:**  
 Prosseguir com uma **análise detalhada** do desempenho da proteção e da ocorrência clicando no botão **Realizar Investigação**.

Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

---

### 🔍 Análise Comparativa de Ocorrências

**📌 Casos similares identificados: 8**

• Código ONS: [REDACTED]

📅 2020-06-27 02:13:00 - LT 500 kV [REDACTED] Dados do SIPER

📄 Descrição da Perturbação:

A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 500 kV [REDACTED], devido a curto-circuito monofásico com envolvimento da fase C, provocado por temporal/vendaval. A falha foi eliminada em 57,3 ms pela atuação das proteções principal e alternada de distância para falhas à terra na 1ª zona, em ambos os terminais. O esquema de religamento automático atuou com sucesso, recompondo a LT. Às 02h13min houve novo desligamento automático da LT 500 kV [REDACTED] devido a um curto-circuito monofásico com envolvimento da fase C, provocado pela mesma causa. A falha foi eliminada em 50,8 ms pela atuação das proteções principal e alternada de distância para falhas à terra em Zona 1, em ambos os terminais. A falha foi localizada a, aproximadamente, 228 km do terminal da SE [REDACTED]. O esquema de religamento automático foi bloqueado, pois a ocorrência aconteceu dentro do tempo de guarda, em consequência do desligamento automático das 02h12min. O tempo de guarda do religamento automático está configurado em 30 s.

🔍 Código ONS do Desligamento: [REDACTED]	- 📊 Matches: 11 / 14 (78.6%)	<b>Grau de similaridade</b>
🔍 Código ONS do Desligamento: [REDACTED]	- 📊 Matches: 11 / 14 (78.6%)	
🔍 Código ONS do Desligamento: [REDACTED]	- 📊 Matches: 11 / 14 (78.6%)	
🔍 Código ONS do Desligamento: [REDACTED]	- 📊 Matches: 11 / 14 (78.6%)	

📄 Ver Relatório
Relatório Interno

---

### 📊 Estatísticas Gerais dos Casos Similares : 9

A análise estatística dos casos similares considera **apenas valores não vazios** na consulta a base de dados:

- Em **100.0%** dos casos o componente é **LT - Acima de 230 kV**
- Em **100.0%** dos casos o tipo de desligamento é **Automático**
- Em **50.0%** dos casos o tipo de restabelecimento é **Manual**
- Em **100.0%** dos casos o natureza elétrica é **1 - Fase-Terra**
- Em **100.0%** dos casos o natureza da causa é **Fugitiva**
- Em **100.0%** dos casos o tipo de proteção é **Relé**
- Em **100.0%** dos casos o seleccione a proteção sob análise é **21/21N**
- Em **100.0%** dos casos o confiabilidade: as unidades de proteção operaram de forma idêntica? é **Sim**
- Em **100.0%** dos casos o velocidade: qual o tempo total de eliminação da perturbação (te)? é **Te ≤ 100 ms**
- Em **100.0%** dos casos o seletividade: o desligamento da lt ocorreu de forma esperada? é **Sim**
- Em **100.0%** dos casos o sensibilidade: a proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção? é **Sim**
- Em **66.7%** dos casos o religamento automático: houve a partida do esquema? é **Sim**
- Em **75.0%** dos casos o religamento automático: o comando de fechamento ocorreu com sucesso? é **Não**
- Em **83.3%** dos casos o religamento automático: a lt foi energizada com sucesso? é **Não**

🔍 Realizar Investigação

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 05 – Etapas dos cenários e casos similares do assistente virtual no cenário corretos (principais mudanças)**

**Análise Preliminar da Ocorrência**

**Resultado da Análise: Cenário 2** 7

O desligamento da LT ocorreu com a atuação da proteção 21/21N no terminal sob análise.

O sistema de proteção operou corretamente, sem falhas na **confiabilidade, velocidade (tempo de eliminação), seletividade** ou **sensibilidade**.

O tempo total de eliminação da falta foi **inferior a 100 ms**, conforme exigido pelos **Procedimentos de Rede do ONS**. Esse desempenho demonstra um **excelente comportamento do sistema de proteção**, garantindo a **eliminação rápida da falta** e reduzindo o impacto da perturbação no sistema elétrico.

O **religamento automático** foi iniciado e o **comando de fechamento** ocorreu com sucesso.

Dado que o desempenho geral do sistema foi adequado, podemos prosseguir para a análise da **causa raiz do desligamento forçado** e, posteriormente, formalizar os **registros estatísticos** e a **resposta ao ONS**.

Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

---

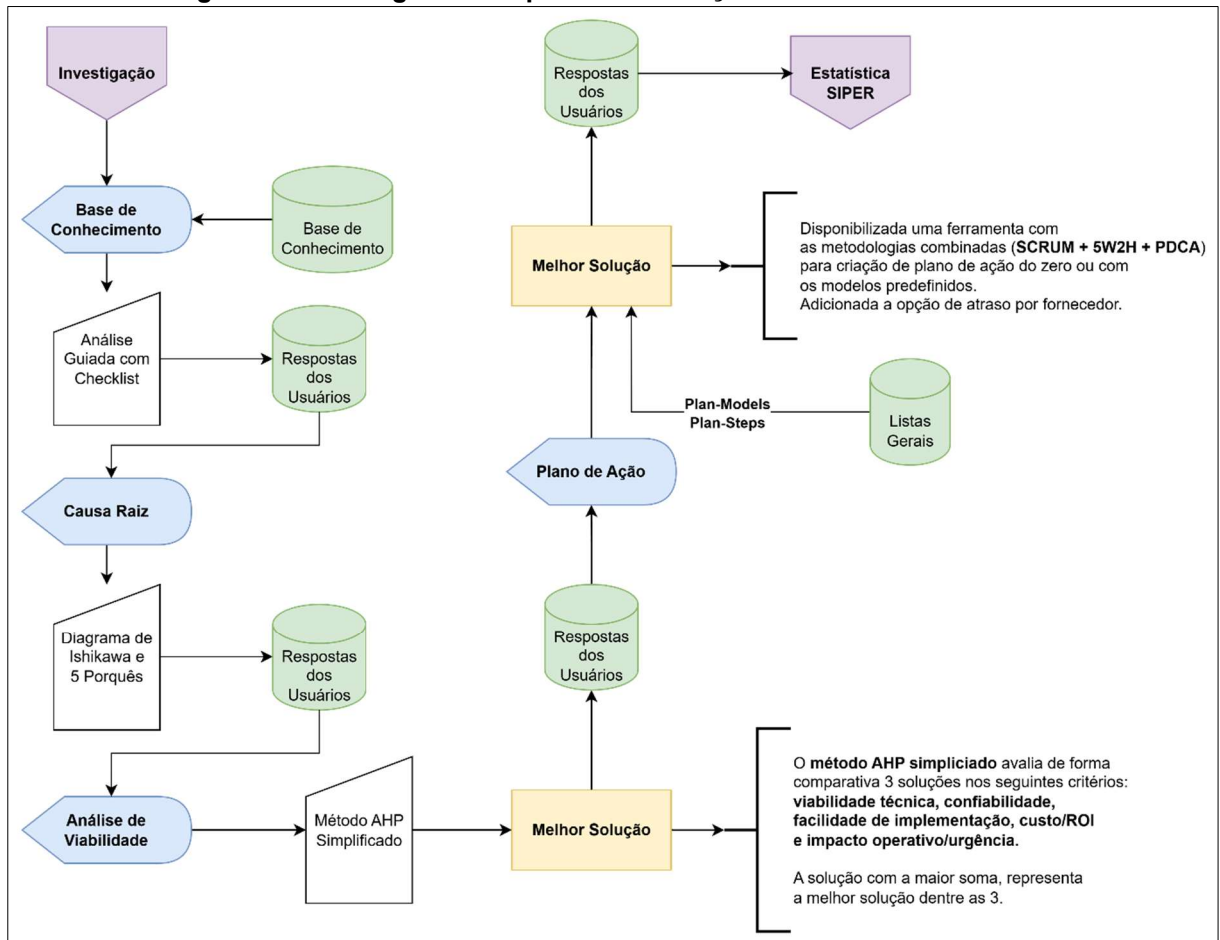
Análise Final - Casos Corretos 9

Fonte: Elaboração própria (2025).

Ao término da Seção 01, o usuário redireciona-se a uma nova seção para os casos de cenários com poucos dados e não identificados, para a Seção 2 de investigação no caso cenários não corretos ou ainda sob análise e para a Seção 3 de classificação estatística e relatório do SIPER no caso de cenários corretos conhecidos (1 ao 15).

A Seção 02 consiste nas etapas de Base de Conhecimento, Causa Raiz, Análise de Viabilidade e Plano de Ação, conforme apresentado na Figura 06.

Figura 06 – Fluxograma simplificado da seção 2 do assistente virtual



Fonte: Elaboração própria (2025).

As etapas de utilização e funcionalidades associadas acontecem conforme descrito abaixo e apresentado nas Figuras 07 a 10:

- **Orientações**
  - **Passo 10:** O usuário recebe orientações gerais sobre as etapas de análise e investigação de ocorrências propostas;
- **Base de Conhecimento**
  - **Passo 11:** O usuário deve abrir o documento de base de conhecimento da proteção sob análise no botão específico, verificar as principais indicações e prosseguir com a análise guiada pelo *checklist*;
  - O usuário deve selecionar no mínimo a ação de leitura da base de conhecimento para prosseguir, como forma de garantia de ciência dos principais pontos de performance associados a proteção sob análise.

**Figura 07 – Etapas de análise de investigação: base de conhecimento e análise guiada**

**Análise e Investigação de Ocorrências** 10

A presente análise consiste em 5 etapas:

1. Acesso à Base de Conhecimento
2. Análise Guiada da Ocorrência por Checklist
3. Análise de Causa Raiz pelos Métodos Ishikawa e 5 Porquês
4. Análise de Viabilidade de Soluções pelo Método AHP Simplificado
5. Elaboração de Plano de Ação pelos Métodos Combinados SCRUM/5W2H/PDCA

---

**Base de Conhecimento e Análise Guiada** 11

Selecione a proteção sob análise

21/21N

Clique no botão abaixo para ter acesso a um documento orientativo para uma análise guiada de oscilografia.

**Abrir Base de Conhecimento**

**Checklist de Verificação:**

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;
- Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;
- Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

**Avançar para Análise de Causa Raiz**

Fonte: Elaboração própria (2025).

- **Análise de Causa Raiz**

- **Passo 12:** O usuário recebe duas sugestões de métodos de análise de causa raiz, que são o Diagrama de Ishikawa e os 5 Porquês, com as devidas orientações para o preenchimento;
- Não há obrigatoriedade no uso destas ferramentas, então os campos são livres e o usuário pode prosseguir a qualquer momento;
- Nestes exemplos, não há lógica nos dados preenchidos, pois preconizou-se pela apresentação de situações diversas no meio operativo.

**Figura 08 – Etapas de análise de investigação: análise de causa raiz**

**Análise de Causa Raiz** 12

Nesta etapa você irá analisar os possíveis fatores contribuintes usando o Diagrama de Ishikawa e os 5 Porquês.

**🕒 Diagrama de Ishikawa:**

Método: Avaliar causas associadas aos procedimentos, instruções e/ou métodos

Mão de Obra: Avaliar causas associadas a equipe

Máquina: Avaliar causas aos sistemas de proteção, controle e supervisão

Meio Ambiente: Avaliar causas associadas ao local/ambiente

Material: Avaliar causas associadas aos insumos e sua qualidade

Medição: Avaliar causas associadas a medição, controle e monitoramento

Método (ex: procedimentos, instruções) —  
O procedimento de manobras não contemplava a comunicação e validação da conclusão da abertura das chaves seccionadoras adjacentes ao disjuntor.

Mão de Obra (ex: capacitação, erro humano) —  
O técnico mantenedor realizou a normalização do disparo da proteção sem as devidas validações, provocando o disparo acidental.

Máquina (ex: equipamentos, proteção) —  
A unidade de proteção alternada da LT no terminal A, apresentou um comportamento inesperado, gerando o disparo da proteção sem condições reais de curto-circuito.

Meio Ambiente (ex: tempo, ambiente externo) —  
As enchentes na região provocaram a inundação de circuitos elétricos de medição e controle dos equipamentos da LT.

Material (ex: peças, insumos) —  
Os condutores dos canais de corrente apresentaram sobreaquecimento sob condições de curto-circuito.

Medição (ex: supervisão, controle de alterações) —  
Antes do desligamento, houve diversos alarmes nas unidades de proteção da LT, mas não foram reportados nos sistemas supervisórios local e remoto.

**🕒 Método dos 5 Porquês:**

A partir das causas verificadas no diagrama Ishikawa, você deve tentar criar perguntas e respostas para chegar as causas raízes.

Por quê 1? —  
Por que a LT desligou?

Resposta 1? —  
Porque houve a atuação da proteção 21/21N.

Por quê 2? —  
Por que a proteção 21/21N operou?

Resposta 2? —  
Porque identificou de forma inesperada, um falta em zona 1.

Por quê 3? —  
Por que identificou de forma inesperada uma falta em zona 1?

Resposta 3? —  
Porque os ajustes da zona 1 foram configurados incorretamente.

Por quê 4? —  
Por que os ajustes foram configurados incorretamente?

Resposta 4? —  
Porque o analista responsável copiou os ajustes de outro projeto e não validou.

Por quê 5? —  
Por que o analista não validou?

Resposta 5? —  
Porque não foram criadas rotinas de testes em fábrica e em campo.

[Avançar para Análise de Viabilidade \(AHP\)](#)

Fonte: Elaboração própria (2025).


- **Análise de Viabilidade**

- **Passo 13:** O usuário recebe uma sugestão de método de análise de viabilidade, por meio da comparação de três soluções pelo

método AHP simplificado, apenas considerando os pesos dos critérios e das soluções;

- Os critérios disponibilizados são viabilidade técnica, confiabilidade, facilidade de implementação, custo e/ou retorno de investimento e impacto operativo e/ou urgência na execução;
- A partir dos valores indicados para os critérios e soluções, calcula-se a “solução ideal”, permitindo ao usuário definir a melhor solução diante destes critérios;
- Não há obrigatoriedade no uso desta ferramenta, então o usuário pode prosseguir a qualquer momento;
- Neste exemplo, não há lógica nos dados preenchidos, pois preconizou-se pela apresentação de situações hipotéticas.

**Figura 09 – Etapas de análise de investigação: análise de viabilidade**

 **Análise de Viabilidade das Soluções (AHP)** 13

Insira até três soluções e avalie cada uma em relação aos critérios abaixo. Você também pode ajustar o peso de importância de cada critério.

**Soluções sob Avaliação**

Solução 1

Solução 2

Solução 3

Soluções Candidatas

**🔧 Viabilidade Técnica**

A solução pode ser implementada com os recursos técnicos disponíveis?

9 — **Peso do Critério**

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

Solução 1

Solução 2

Solução 3

Avaliação dos Critérios e das Soluções

**🔧 Confiabilidade**

A solução é confiável e atende aos requisitos de desempenho?

7 — **Peso do Critério**

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

Solução 1

Solução 2

Solução 3

**🔧 Facilidade de Implementação**

A solução pode ser implementada de forma simples e rápida?

6 — **Peso do Critério**

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

Solução 1

Solução 2

Solução 3

**Custo/ROI**  
A solução é financeiramente viável e oferece um bom retorno sobre o investimento?

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

9 — Peso do Critério

Solução 1: 9      Solução 2: 7      Solução 3: 1

**Impacto Operativo/Urgência**  
A solução precisa ser implementada com urgência para evitar impactos no SIN?

1 = menos relevante / 9 = extremamente relevante

7 — Peso do Critério

Solução 1: 3      Solução 2: 9      Solução 3: 1

**Solução mais viável: Trocar e testar a unidade de proteção da LT (Pontuação: 7.53)**

Calcular Solução Ideal

Avançar para Planejamento

Fonte: Elaboração própria (2025).

- **Plano de Ação**

- **Passo 14:** O usuário recebe uma sugestão de metodologia de plano de ação, aliando os métodos SCRUM, 5W2H e PDCA, dentro do prazo máximo de 4 meses (limite do ONS);
- Há modelos prontos por proteção, categoria e breve descrição da correção e/ou melhoria, para facilitar e acelerar o processo de desenvolvimento. No entanto, o usuário pode criar completamente do zero;
- Há um campo específico para casos de atraso por fornecedor, podendo ser inserir em qualquer etapa do plano entre dois sprints;
- Cada sprint detém a metodologia sugerida, com todos os campos livres para as alterações necessárias. Além disso, o usuário pode inserir e remover sprints, da forma como preferir;
- Não há obrigatoriedade no uso desta ferramenta, então o usuário pode prosseguir a qualquer momento;
- Neste exemplo, aplicou-se um modelo pronto.

**Figura 10 – Etapas de análise de investigação: plano de ação**

**17** Planejamento com base em SCRUM + 5W2H + PDCA 14

A partir da solução viável, você deve criar um plano de ação que não pode exceder 16 semanas (4 meses) - Limite ONS.

Nesta seção, você pode criar um planejamento com sprints semanais (SCRUM), usando a responsabilização por 5W2H e o ciclo de melhoria contínua por PDCA.

Para iniciar, você pode carregar um modelo de plano de ação existente ou criar do zero.

Selecione um modelo de planejamento ou comece do zero

85-67N-1

Modelos Prontos

**Categoria: Erro de Lógica**

*Modelo de plano de ação para casos de atuação indevida da proteção 85-67N por erro de concepção/configuração de lógica.*

Há atraso por fornecedor?

2 semanas

Inserir atraso após qual Sprint? (número)  
2

+ Inserir Sprint de Atraso

+ Adicionar Sprint - Remover Sprint

**Sprint 5: Atualizar procedimentos internos**

Ordem:

O que?:

Por quê?:

Quem?:

Onde?:

Quando?:

Como?:

Quanto?:

PDCA:

**Sprint Atraso: Aguardando fornecedor**

Ordem:

Descrição:

📄 Salvar Plano de Ação e Avançar para Classificação Estatística

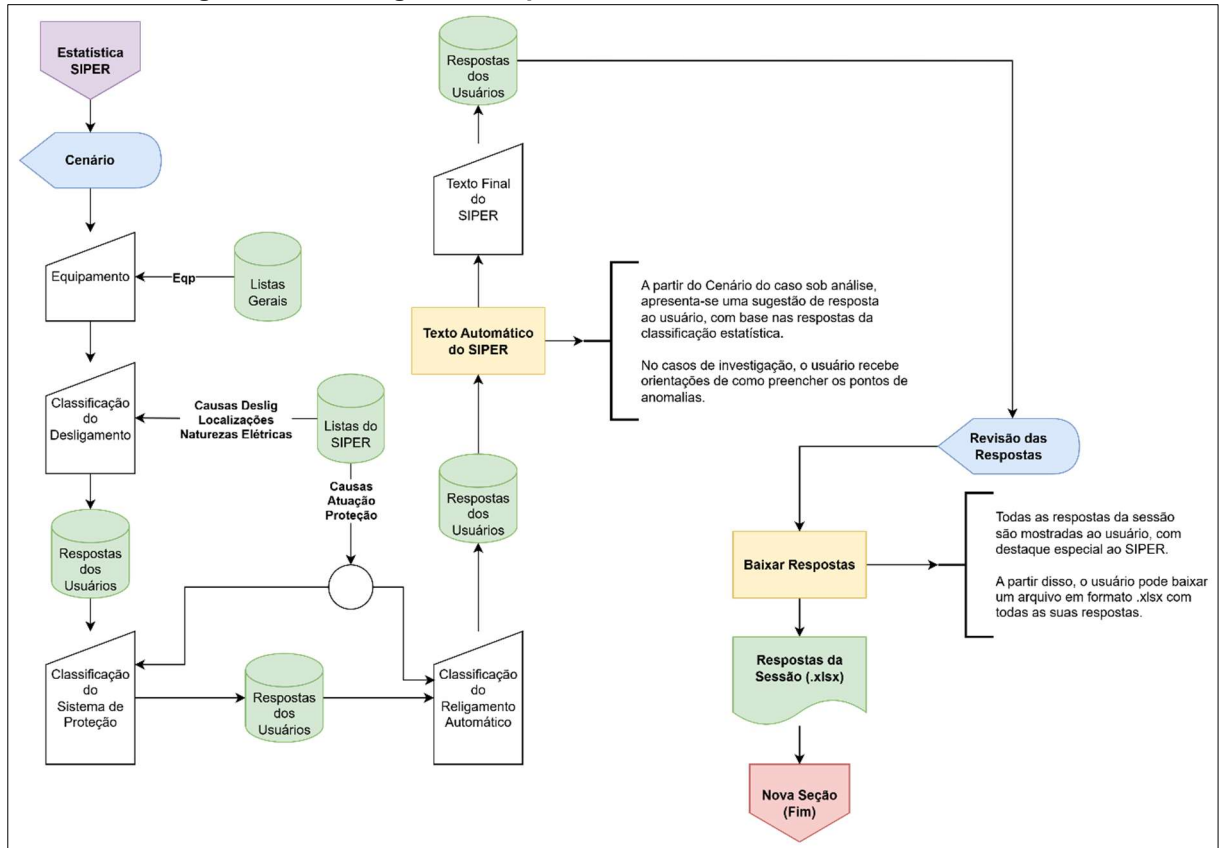
Fonte: Elaboração própria (2025).

Ao término da Seção 2, o usuário redireciona-se a Seção 3, com objetivo de realizar a classificação estatística e o relatório do SIPER, pois toda a análise e investigação e plano de ação foram devidamente concluídos.

A Seção 03 consiste nas etapas de Classificação Estatística e Relatório do SIPER, avaliando o desligamento forçado, o desempenho dos sistemas de proteção,

o desempenho e a eficácia do esquema de religamento automático, conforme apresentado na Figura 11.

**Figura 11 – Fluxograma simplificado da seção 3 do assistente virtual**




Fonte: Elaboração própria (2025).

As etapas de utilização e funcionalidades associadas acontecem conforme descrito abaixo e apresentado nas Figuras 12 a 15:


- **Classificação Estatística do Desligamento Forçado**

- **Passo 14:** O usuário recebe novamente as orientações do cenário sob análise;
- **Passo 15:** O usuário recebe as orientações do processo de classificação estatística do desligamento forçado, aplicando os classificadores padronizados do SIPER (ONS);
- Os campos não são obrigatórios, mas há um alerta ao usuário para preencher todos os campos, pois os dados são utilizados na resposta semiautomática do SIPER. Ao concluir, o usuário avança para a análise da proteção.



**Figura 12 – Etapas de classificação estatística do desligamento forçado**

 **Sumário da Análise - Classificação Estatística** 14

A análise preliminar identificou um cenário de atuação NÃO CORRETA ou que exige uma ANÁLISE/INVESTIGAÇÃO para melhor compreensão.

🔗 Próximos passos:  
 Prosseguir com uma análise detalhada do desempenho da proteção e da ocorrência clicando no botão  Realizar Investigação.

Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

  **Classificação Estatística e SIPER** 15

A partir de agora, você deve analisar e buscar responder todas as perguntas da classificação, para gerar o texto semiautomático do SIPER.

Equipamento sob análise

Origem da Causa

Equipamento / Localização

Grupo de Causa

Causa do Desligamento

Natureza da Causa

Natureza Elétrica  Fases Envolvidas

**Localização da Falta: Insira a Distância e o Terminal de Referência**

Digite a Localização da Falta (km)  Terminal de Referência

⚠️ Preencha todos os campos antes de avançar.

🔍 Análise da Proteção

Fonte: Elaboração própria (2025).

### • Classificação Estatística da Proteção

- **Passo 16:** O usuário recebe as orientações do processo de classificação estatística da proteção, avaliando tempo de eliminação e o desempenho das unidades de proteção principal (PP) e alternada (PA) dos terminais A (TA) e B (TB);
- O tempo de eliminação caracteriza-se como um campo obrigatório, pois verificou-se nos testes o esquecimento frequente desta informação no relatório do SIPER;
- Nos casos de desempenho “não correto”, o usuário deve inserir a causa, dentro dos classificadores do SIPER (ONS);
- Como nos demais campos de classificação estatística, há um alerta ao usuário para preencher todos os campos, pois os dados são utilizados na resposta semiautomática do SIPER. Ao concluir, o usuário avança para a análise do esquema de religamento automático.

**Figura 13 – Etapas de classificação estatística da proteção**

**Proteção para os Terminais A e B** 16

As informações devem ser inseridas para as proteções Principal (PP) e Alternada (PA) dos Terminais A e B.  
As informações de causas da proteção não estão disponíveis para cenários de atuações corretas.

-Tempo total de eliminação (ms)  Campo Obrigatório

**TERMINAL A - Análise de Desempenho da PP e PA**

[TA] Tipo da PP: Relé  [TA] Atuação da PP: Correta  [TA] Causa da PP:

[TA] Tipo da PA: Relé  [TA] Atuação da PA: Recusa  [TA] Causa da PA: Falha ou Defeito em Relé Auxiliar

**TERMINAL B - Análise de Desempenho da PP e PA**

[TB] Tipo da PP: Relé  [TB] Atuação da PP: Correta  [TB] Causa da PP:

[TB] Tipo da PA: Relé  [TB] Atuação da PA: Correta  [TB] Causa da PA:

⚠ Preencha todos os campos antes de avançar.

Análise do Religamento

Fonte: Elaboração própria (2025).

- **Classificação Estatística do Esquema de Religamento Automático**
  - **Passo 17:** O usuário recebe orientações do processo de classificação estatística do esquema de religamento automático, avaliando o bloqueio, o desempenho e a eficácia;
  - A indicação da situação do bloqueio caracteriza-se como campo obrigatório, pois verificou-se nos testes o esquecimento frequente desta informação no relatório do SIPER;
  - Nos casos de desempenho “não correto” e/ou eficácia “não satisfatória”, o usuário deve inserir a causa, dentro dos classificadores do SIPER (ONS);
  - Como nos demais campos de classificação estatística, há um alerta ao usuário para preencher todos os campos, pois os dados são utilizados na resposta semiautomática do SIPER. Ao concluir, o usuário avança a relatório do SIPER.

**Figura 14 – Etapas de classificação estatística do esquema de religamento automático**

**Religamento Automático da LT** 17

As informações de causas da proteção não estão disponíveis para cenários de atuações corretas.

- ERA Bloqueado por Restrições Operativas/Sistêmicas? Não  Campo Obrigatório

Atuação do ERA no Terminal A: Correta  Causa do ERA do Terminal A:

Atuação do ERA no Terminal B: Correta  Causa do ERA do Terminal B:

Eficácia do ERA da LT: Insatisfatória  Causa da Eficácia do ERA: Outras

⚠ Preencha todos os campos antes de avançar.


Resposta do SIPER

Fonte: Elaboração própria (2025).

- **Relatório do SIPER**



- **Passo 18:** O usuário recebe orientações sobre o relatório do SIPER nos três principais blocos do texto: análise do desligamento forçado, análise da proteção e análise do religamento automático. Ao término, a resposta preliminar semiautomática fica disponível para revisão;
- Em cada bloco, o usuário recebe orientações específicas e de forma obrigatória, deve confirmar a revisão dos três blocos por meio de *checkbox*, pois nos testes houve muitos casos de esquecimento da revisão;
- O texto semiautomático do SIPER atua por meio de lógicas associadas as respostas da classificação estatística, enviando orientações específicas de avaliação em casos “não corretos” e/ou “não satisfatórios”;
- As orientações de revisão e textos orientativos, representam uma forma de padronização e de garantia do cumprimento dos principais aspectos solicitados pelo ONS no relatório do SIPER;
- Ao concluir, o usuário avança para a etapa final de revisão.

**Figura 15 – Etapas do relatório do SIPER**

 **Sugestão de Resposta ao SIPER** 18

Abaixo está a sugestão de resposta ao SIPER com base nas informações coletadas. Você deve editar o texto conforme necessário.



---

 **Análise do Desligamento Forçado - Pontos de Atenção** 

(i) Nos casos sem natureza elétrica ou que não seja um curto-circuito, o usuário deve revisar a resposta sugerida.  
(ii) No casos de origem interna, a resposta sugerida já indica a localização da falta.  
(iii) Nos demais casos, se o usuário desejar, pode inserir informações de localização.

Concluída a revisão da análise do desligamento forçado. Checkbox Obrigatório



---

 **Análise de Desempenho da Proteção - Pontos de Atenção** 

(i) Nos casos sem natureza elétrica ou que não seja um curto-circuito, o usuário deve revisar a resposta sugerida.  
(ii) Se o desempenho da proteção for "Correta", não há necessidade de inserir a causa da atuação.  
(iii) Se o desempenho da proteção for "Incorreta", "Recusa" ou "Acidental", o usuário deve revisar a resposta sugerida.  
(IV) Se o tipo de proteção for "Intrinseca", "Externa" ou "Especial", o usuário deve revisar a resposta sugerida.  
(v) Revise completamente o texto, avaliando a aderência com a sua análise detalhada.

Concluída a revisão da análise do desempenho do sistema de proteção.

---

 **Análise do Religamento Automático - Pontos de Atenção** 

(i) Avalie o desempenho do ERA por terminal e revise o texto sugerido.  
(ii) Avalie a eficácia do ERA para a LT e revise o texto sugerido.  
(iii) Nos casos de desempenho ou eficácia não corretos e/ou insatisfatórios e/ou falhas, revise o texto sugerido com a principal causa.  
(iv) Revise completamente o texto, avaliando a aderência com a sua análise detalhada.

Concluída a revisão da análise do desempenho e da eficácia do esquema de religamento automático.

Texto Final do SIPER

A perturbação consistiu no desligamento Automático de LT 500 kV A-B C2, devido a uma falta 1 - Fase-Terra envolvendo as fases A-T, de origem Interna e natureza Fugitiva, causado por ND - Descarga Atmosférica.

A falta foi localizada a 50 km do terminal A. Desligamento Forçado

A falta foi eliminada em 75 ms pela atuação Recusa da proteção 21/21N.

As causas da atuação não correta da proteção foram as seguintes:  
 Terminal A: PP nan e PA Falha ou Defeito em Relé Auxiliar;  
 Terminal B: PP nan e PA nan.

Avalie detalhadamente, revise o texto e mantenha apenas as informações relevantes e as ações tomadas e em andamento. Proteção

O esquema de religamento automático da LT foi acionado e operou corretamente.  
 A energização da LT não obteve êxito por conta de Outras.

Avalie detalhadamente, revise o texto e mantenha apenas as informações relevantes e as ações tomadas e em andamento. Religamento

[Salvar Respostas e Revisar](#)

Fonte: Elaboração própria (2025).

- **Revisão das Respostas**
  - **Passo 19:** O usuário recebe inicialmente a resposta do SIPER e depois todas as respostas enviadas deste o início no questionário preliminar para sua revisão. Ao concluir, o usuário pode baixar as respostas em arquivo Excel (.xlsx) e/ou abrir uma nova seção.

**Figura 16 – Etapas de revisão final**

**Revisão das Respostas** 19

**Resposta Final do SIPER**

A perturbação consistiu no desligamento Automático de LT 500 kV A-B C2, devido a uma falta 1 - Fase-Terra envolvendo as fases A-T, de origem Interna e natureza Fugitiva, causado por ND - Descarga Atmosférica.

A falta foi localizada a 50 km do terminal A.

A falta foi eliminada em 75 ms pela atuação Recusa da proteção 21/21N.

As causas da atuação não correta da proteção foram as seguintes: Terminal A: PP nan e PA Falha ou Defeito em Relé Auxiliar; Terminal B: PP nan e PA nan. Avalie detalhadamente, revise o texto e mantenha apenas as informações relevantes e as ações tomadas e em andamento.

O esquema de religamento automático da LT foi acionado e operou corretamente. A energização da LT não obteve êxito por conta de Outras. Avalie detalhadamente, revise o texto e mantenha apenas as informações relevantes e as ações tomadas e em andamento.

**Respostas Registradas**

Pergunta	Resposta
Componente	LT - Acima de 230 kV
Tipo de Desligamento	Automático
Tipo de Restabelecimento	Automático
Natureza Elétrica	1 - Fase-Terra
Natureza da Causa	Fugitiva
Tipo de Proteção	Relé
Selecione a Proteção sob	21/21N
Confiabilidade: As unidades de	Sim
Velocidade: Qual o tempo total de	Te ≤ 100 ms

[TB] Tipo da PA:	Relé
[TB] Atuação da PA:	Correta
[TB] Causa da PA:	N/A
ERA Bloqueado por Restrições	Não
Atuação do ERA no Terminal A:	Correta
Causa do ERA do Terminal A:	N/A
Atuação do ERA no Terminal B:	Correta
Causa do ERA do Terminal B:	N/A
Eficácia do ERA da LT	Insatisfatória
Causa da Eficácia do ERA	Outras
Texto Final do SIPER	A perturbação consistiu no desligamento Automático de LT 500 kV A-B C2, devido a uma falta 1 - Fase-Terra envolvendo as fases A-T, de origem Interna e natureza Fugitiva, causado por ND - Descarga Atmosférica.

[Baixe as Respostas](#)
[Abra uma nova seção](#)

Fonte: Elaboração própria (2025).

O fluxo apresentado representa todas as etapas associadas ao uso completo das ferramentas do assistente virtual em casos de necessidade de análise e investigação. Nos casos corretos, o usuário avança do passo 9 para o 14, iniciando a classificação estatística e resposta do SIPER, tornando a jornada mais rápida e eficaz.

Adicionalmente, os usuários solicitaram nos testes o desenvolvimento de um assistente virtual compacto, focado em atendimentos em tempo real. Assim, manteve-se o avanço do passo 9 diretamente para a classificação estatística, mas colocando a ferramenta de Base de Conhecimento nesta página.

O objetivo deste formato consiste em remover as ferramentas de análise detalhada (causa raiz, viabilidade e plano de ação), mas disponibilizar ao usuário a base de conhecimento com o *checklist* como referência no processo de análise preliminar e tomada de ação em tempo real, sem qualquer campo obrigatório.



A Figura 17 apresenta a página do assistente virtual compacto com a base de conhecimento antecipando o processo de classificação estatística e resposta do SIPER.

Portanto, o presente apêndice evidencia de forma prática o desenvolvimento do assistente virtual completo e compacto, detalhando as principais premissas, lógicas e análises desenvolvidas.

**Figura 16 – Assistente virtual compacto**

### Sumário da Análise - Classificação Estatística

A análise preliminar identificou um cenário de atuação NÃO CORRETA ou que exige uma ANÁLISE/INVESTIGAÇÃO para melhor compreensão.

 **Próximos passos:**  
 Prosseguir com uma análise detalhada do desempenho da proteção e da ocorrência clicando no botão  Realizar Investigação.


Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

---

### Base de Conhecimento e Análise Guiada

Selecione a proteção sob análise

Clique no botão abaixo para ter acesso a um documento orientativo para uma análise guiada de oscilografia.

 [Abrir Base de Conhecimento](#)

**Checklist de Verificação:**

- Ler o documento de base de conhecimento;
- Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;
- Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;
- Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

---

### Classificação Estatística e SIPER

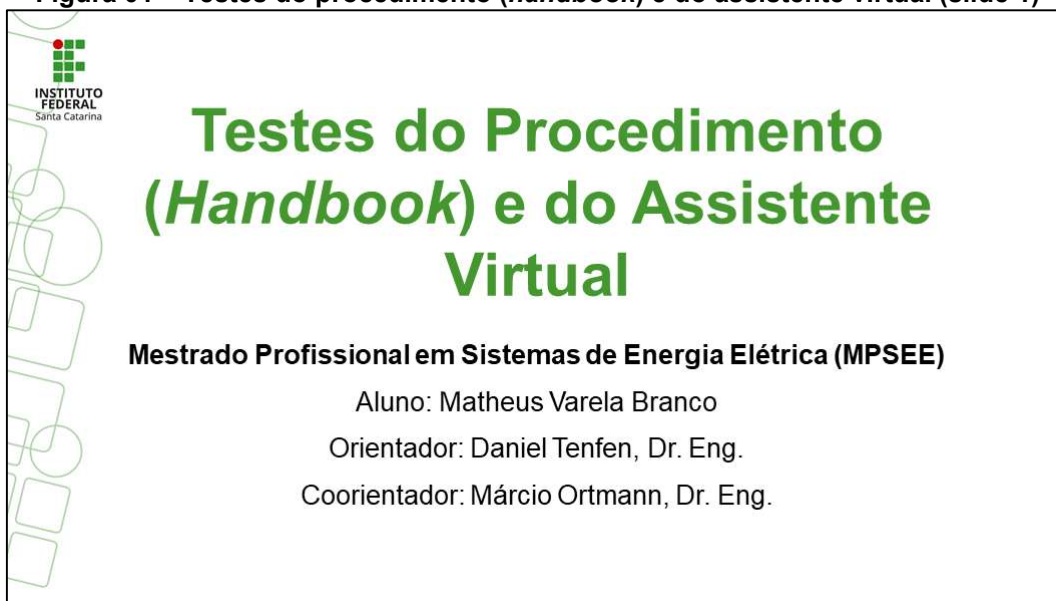
A partir de agora, você deve analisar e buscar responder todas as perguntas da classificação, para gerar o texto semiautomático do SIPER.

Fonte: Elaboração própria (2025).

## APÊNDICE G – APRESENTAÇÃO DOS TESTES AOS USUÁRIOS

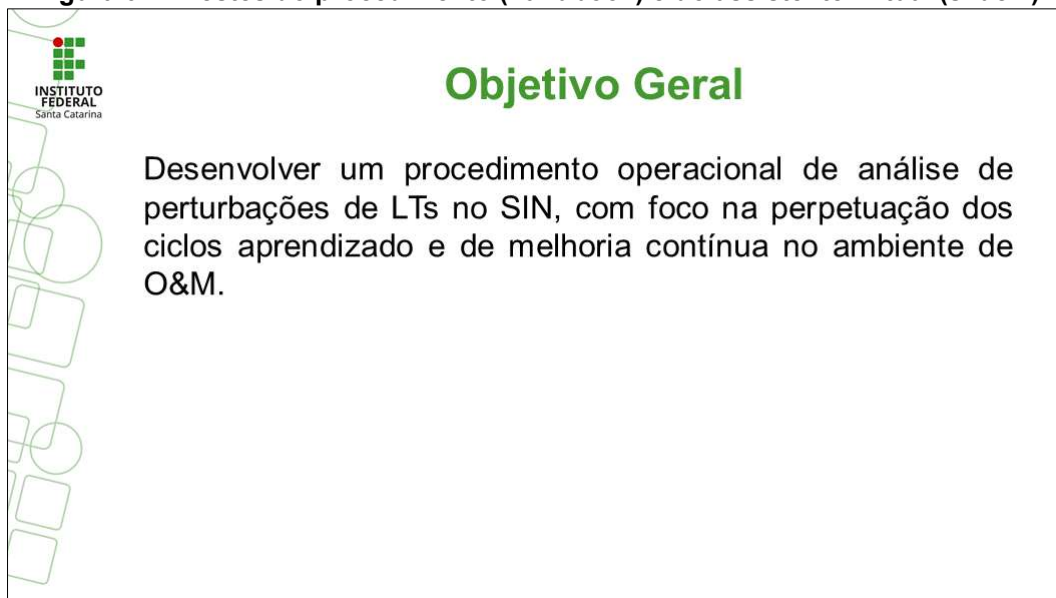
Na etapa de preparação e capacitação dos usuários sobre os testes, desenvolveu-se uma apresentação com os objetivos, os procedimentos e as avaliações dos testes. Assim, os usuários puderam compreender o contexto do trabalho e dos testes, conforme apresentado nas Figuras 01 a 14.

**Figura 01 – Testes do procedimento (*handbook*) e do assistente virtual (slide 1)**



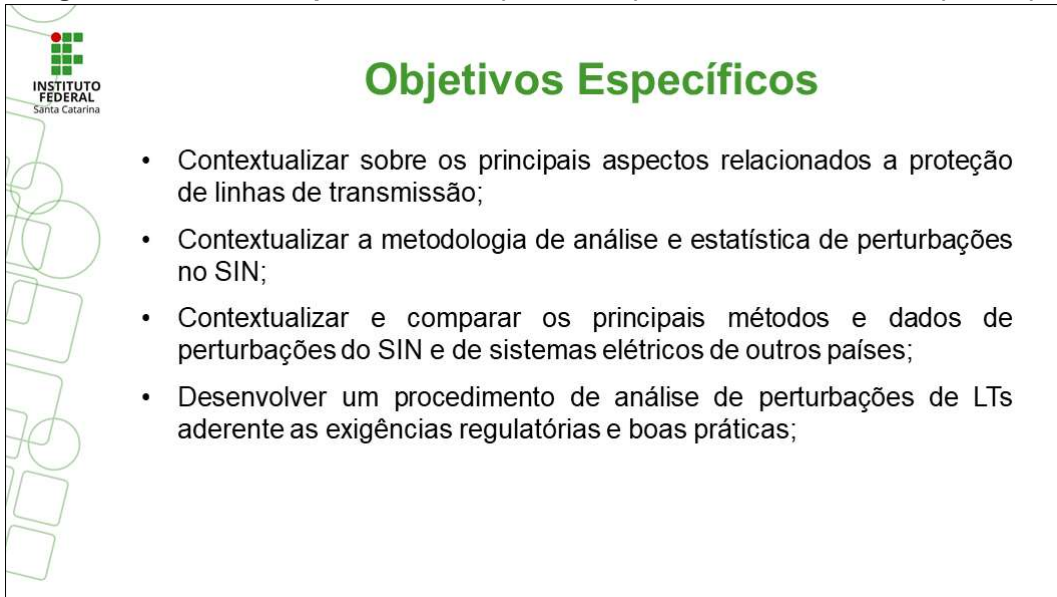
Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 02 – Testes do procedimento (*handbook*) e do assistente virtual (slide 2)**



Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 03 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 3)**

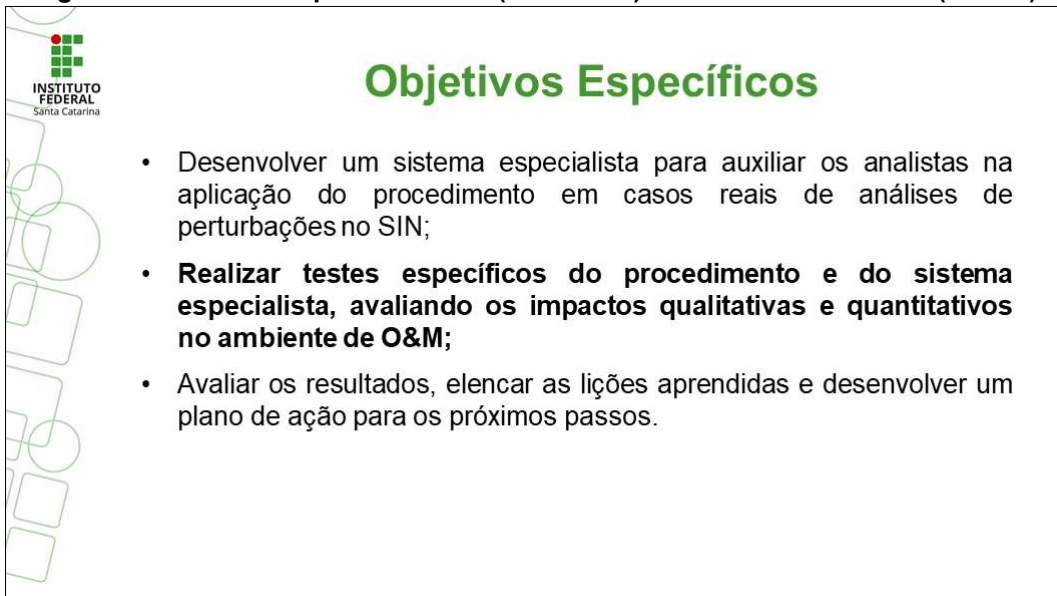


**Objetivos Específicos**

- Contextualizar sobre os principais aspectos relacionados a proteção de linhas de transmissão;
- Contextualizar a metodologia de análise e estatística de perturbações no SIN;
- Contextualizar e comparar os principais métodos e dados de perturbações do SIN e de sistemas elétricos de outros países;
- Desenvolver um procedimento de análise de perturbações de LTs aderente as exigências regulatórias e boas práticas;

Fonte: Elaboração própria (2025).

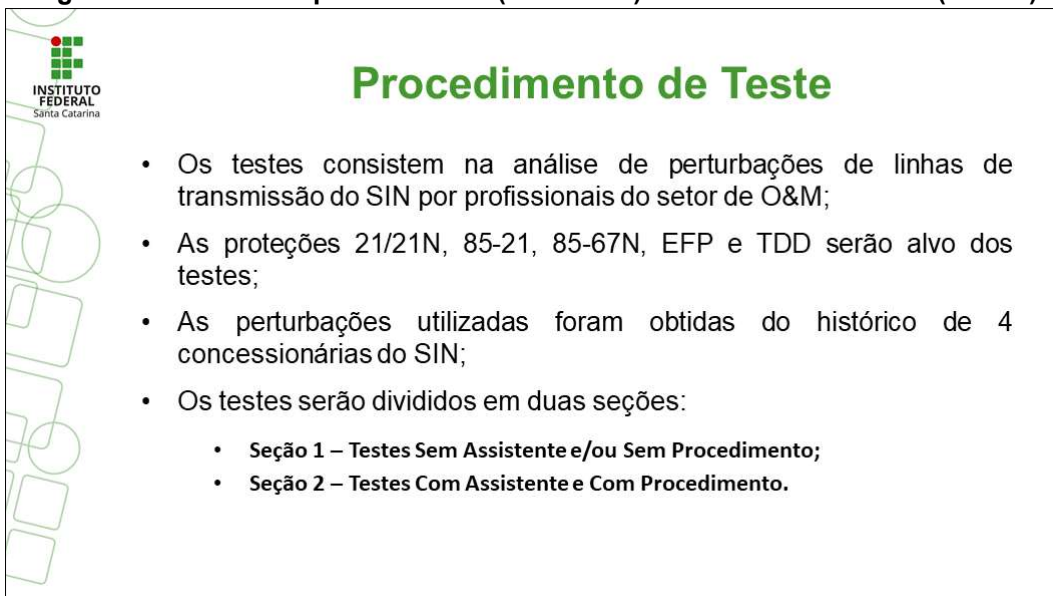
**Figura 04 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 4)**



**Objetivos Específicos**

- Desenvolver um sistema especialista para auxiliar os analistas na aplicação do procedimento em casos reais de análises de perturbações no SIN;
- **Realizar testes específicos do procedimento e do sistema especialista, avaliando os impactos qualitativos e quantitativos no ambiente de O&M;**
- Avaliar os resultados, elencar as lições aprendidas e desenvolver um plano de ação para os próximos passos.

Fonte: Elaboração própria (2025).

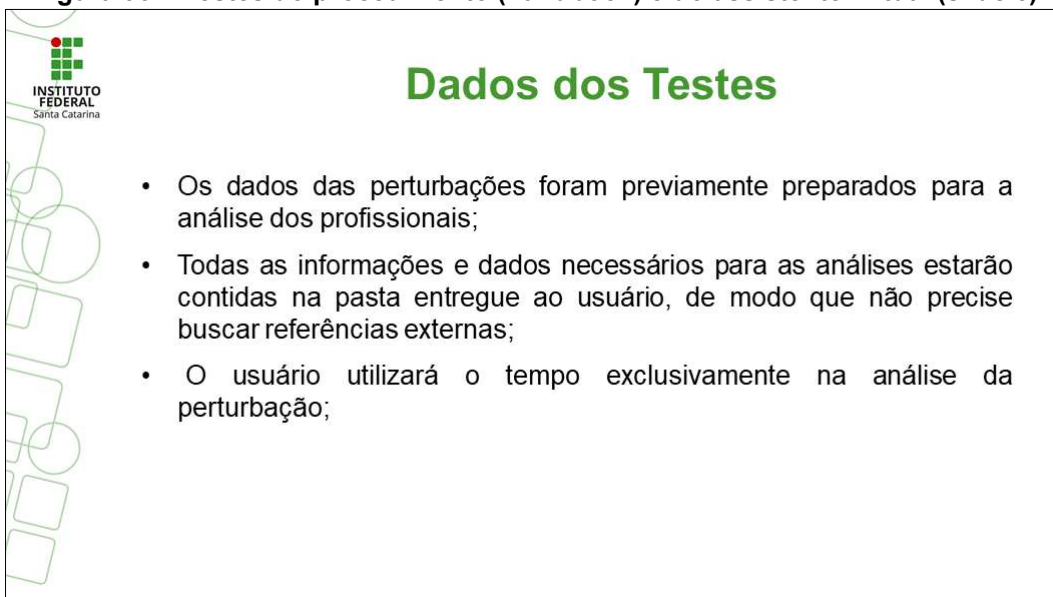
**Figura 05 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 5)**

The slide features the logo of the Instituto Federal de Santa Catarina in the top left corner. The title 'Procedimento de Teste' is centered at the top in a green font. Below the title, there is a bulleted list of test procedures. The list includes details about the transmission lines to be tested, the types of disturbances used, and the division of tests into two sections: 'Testes Sem Assistente e/ou Sem Procedimento' and 'Testes Com Assistente e Com Procedimento'.

## Procedimento de Teste

- Os testes consistem na análise de perturbações de linhas de transmissão do SIN por profissionais do setor de O&M;
- As proteções 21/21N, 85-21, 85-67N, EFP e TDD serão alvo dos testes;
- As perturbações utilizadas foram obtidas do histórico de 4 concessionárias do SIN;
- Os testes serão divididos em duas seções:
  - Seção 1 – Testes Sem Assistente e/ou Sem Procedimento;
  - Seção 2 – Testes Com Assistente e Com Procedimento.

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 06 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 6)**

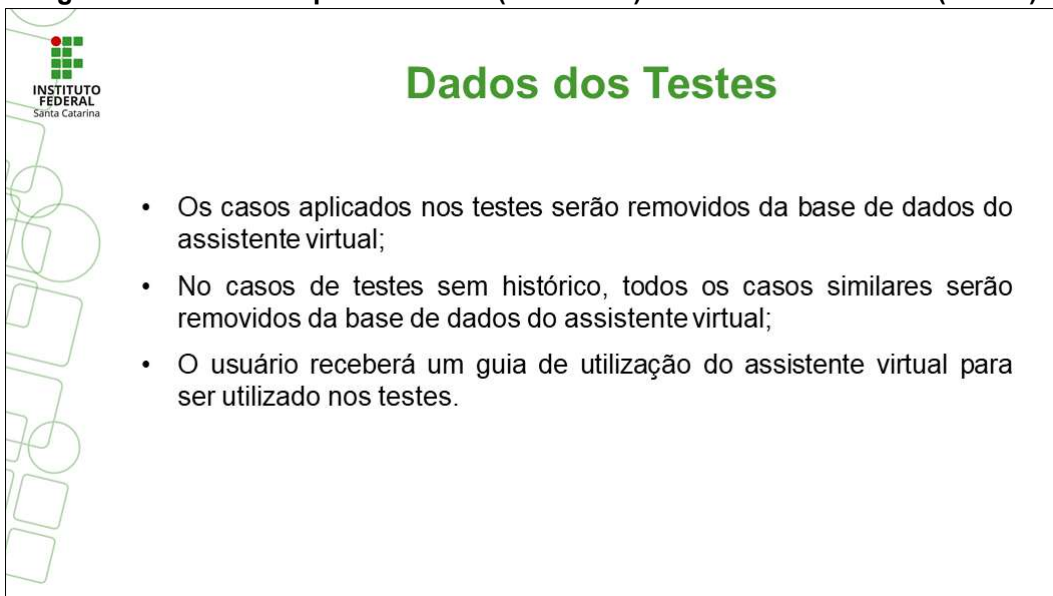
The slide features the logo of the Instituto Federal de Santa Catarina in the top left corner. The title 'Dados dos Testes' is centered at the top in a green font. Below the title, there is a bulleted list of information regarding the test data preparation and user interaction.

## Dados dos Testes

- Os dados das perturbações foram previamente preparados para a análise dos profissionais;
- Todas as informações e dados necessários para as análises estarão contidas na pasta entregue ao usuário, de modo que não precise buscar referências externas;
- O usuário utilizará o tempo exclusivamente na análise da perturbação;

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 07 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 7)**

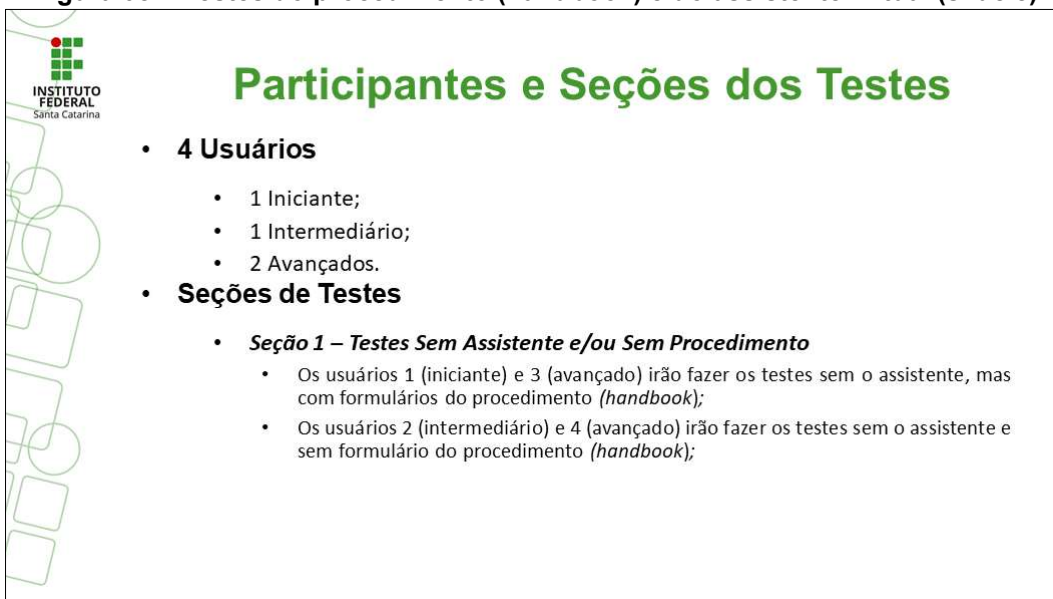


**Dados dos Testes**

- Os casos aplicados nos testes serão removidos da base de dados do assistente virtual;
- No casos de testes sem histórico, todos os casos similares serão removidos da base de dados do assistente virtual;
- O usuário receberá um guia de utilização do assistente virtual para ser utilizado nos testes.

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Figura 08 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 8)**




**Participantes e Seções dos Testes**

- **4 Usuários**
  - 1 Iniciante;
  - 1 Intermediário;
  - 2 Avançados.
- **Seções de Testes**
  - **Seção 1 – Testes Sem Assistente e/ou Sem Procedimento**
    - Os usuários 1 (iniciante) e 3 (avançado) irão fazer os testes sem o assistente, mas com formulários do procedimento (*handbook*);
    - Os usuários 2 (intermediário) e 4 (avançado) irão fazer os testes sem o assistente e sem formulário do procedimento (*handbook*);

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 09 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 9)

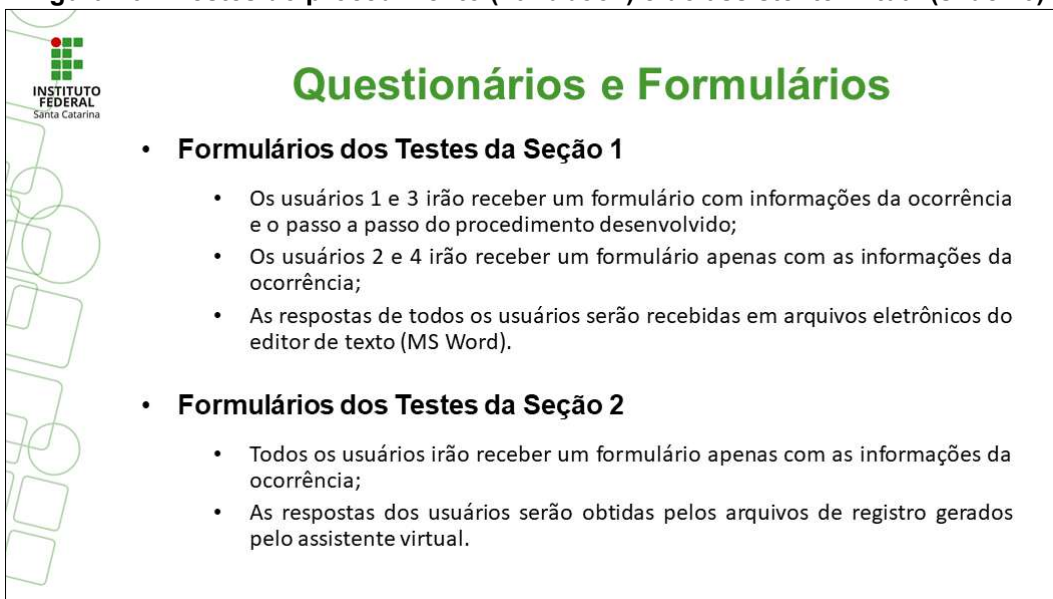


**Participantes e Seções dos Testes**

- **Seções de Testes**
  - **Seção 2 – Testes Com Assistente e Com Procedimento**
    - Todos os usuários irão realizar novos testes utilizando o assistente virtual.
  - **Número de Testes**
    - 3 testes por seção, totalizando 6 testes por usuário:
      - 1 teste fácil por seção – tempo máximo de 20 min;
      - 1 teste médio por seção – tempo máximo de 30 min;
      - 1 teste difícil por seção – tempo máximo de 45 min.
  - **Auxílio de Profissional Experiente nos Testes**
    - Iniciante: Auxílio contínuo;
    - Médio: Auxílio pontual;
    - Avançado: Sem auxílio.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 10 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 10)

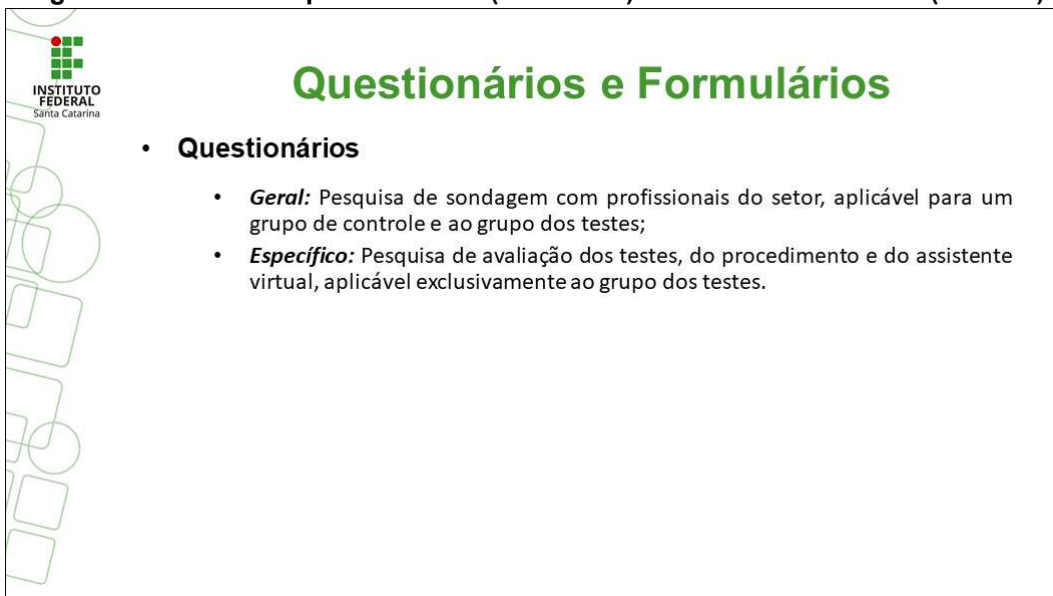


**Questionários e Formulários**

- **Formulários dos Testes da Seção 1**
  - Os usuários 1 e 3 irão receber um formulário com informações da ocorrência e o passo a passo do procedimento desenvolvido;
  - Os usuários 2 e 4 irão receber um formulário apenas com as informações da ocorrência;
  - As respostas de todos os usuários serão recebidas em arquivos eletrônicos do editor de texto (MS Word).
- **Formulários dos Testes da Seção 2**
  - Todos os usuários irão receber um formulário apenas com as informações da ocorrência;
  - As respostas dos usuários serão obtidas pelos arquivos de registro gerados pelo assistente virtual.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 11 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 11)

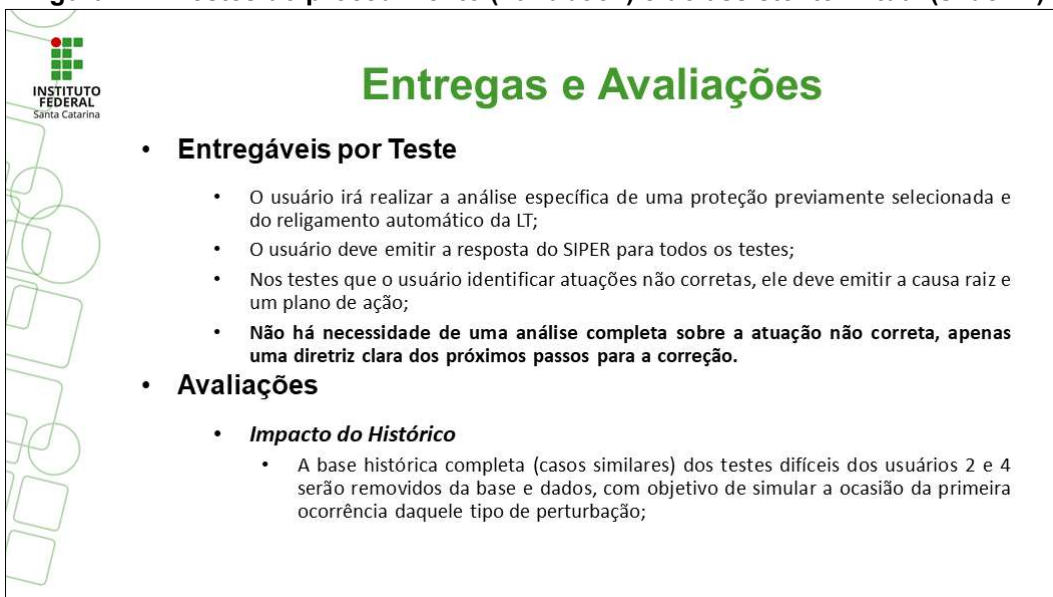


**Questionários e Formulários**

- **Questionários**
  - **Geral:** Pesquisa de sondagem com profissionais do setor, aplicável para um grupo de controle e ao grupo dos testes;
  - **Específico:** Pesquisa de avaliação dos testes, do procedimento e do assistente virtual, aplicável exclusivamente ao grupo dos testes.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 12 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 12)



**Entregas e Avaliações**

- **Entregáveis por Teste**
  - O usuário irá realizar a análise específica de uma proteção previamente selecionada e do religamento automático da LT;
  - O usuário deve emitir a resposta do SIPER para todos os testes;
  - Nos testes que o usuário identificar atuações não corretas, ele deve emitir a causa raiz e um plano de ação;
  - **Não há necessidade de uma análise completa sobre a atuação não correta, apenas uma diretriz clara dos próximos passos para a correção.**
- **Avaliações**
  - **Impacto do Histórico**
    - A base histórica completa (casos similares) dos testes difíceis dos usuários 2 e 4 serão removidos da base e dados, com objetivo de simular a ocasião da primeira ocorrência daquele tipo de perturbação;

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 13 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 13)



## Entregas e Avaliações

- **Avaliações**
  - **Procedimento e Assistente Virtual**
    - *Qualitativas*

Usabilidade	Aprendizado	Segurança
Trabalho	Qualidade	Desenvolvimento

- *Quantitativas*

Tempo de Atendimento	Precisão	Tempo Total
Taxa de Aderência	Prazos Regulatórios	Taxa de Usuários

- **Resultados Finais e Feedback**
  - Os resultados finais e o feedback final serão efetuados após a conclusão das duas seções de testes.

Fonte: Elaboração própria (2025).

Figura 14 – Testes do procedimento (handbook) e do assistente virtual (slide 14)



# Muito Obrigado!

Vamos aos testes! 😊

Fonte: Elaboração própria (2025).

## APÊNDICE H – QUESTIONÁRIOS DE AVALIAÇÃO DOS USUÁRIOS

Os usuários foram submetidos a três questionários durante as etapas de apresentação dos testes, execução dos testes e de validação dos testes. O Quadro 01, o Quadro 02 e o Quadro 03 apresentam os questionários com as perguntas e opções disponibilizadas aos usuários.

**Quadro 01 – Questionário preliminar**

Sequencial	Pergunta	Opções
1	A empresa que você trabalha atua em qual ramo?	Geração Transmissão Distribuição Comercialização Outro
2	Você atua em qual área da empresa?	Operação Manutenção Implantação (do projeto a obra)
3	Você atua ou atuou em alguma etapa do atendimento e análise de ocorrências?	Sim Não
4	Qual seu tempo de experiência em atendimento e análise de ocorrências?	Até 3 anos Até 5 anos Entre 5 e 10 anos Mais de 10 anos
5	Qual etapa você tem mais atuação?	Operação em Tempo Real Atendimento em Campo Elaboração de Relatórios de Análise de Ocorrências Estudos de Proteção e Seletividade Suporte Técnico Outro
6	Que tipos de recursos / ferramentas você utilizada no seu dia a dia? Selecione todos que você usa no cotidiano.	Leitor / analisador de oscilografias (SIGRA / Synchronwave Event / Análise / Outros) Softwares para acesso e configuração de IEDs Sistemas supervisórios Gêmeos Digitais (Digital Twin) Malas de Testes Outro
7	Na sua empresa vocês possuem documentações com lições aprendidas e/ou base de conhecimento dos especialistas para a utilização nas rotinas de atendimento e análise de ocorrências?	Sim Não
8	Você sente falta de uma ferramenta para te auxiliar a ser mais ágil na análise?	Sim Não
9	Você utilizaria um assistente virtual dedicado para análise de ocorrências?	Sim Não

10	Quais atividades você utilizaria um assistente para te auxiliar?	Verificação de histórico de ocorrências Apoio em análises complexas Agilidade nos processos regulatórios (SIPER/SGP) Desenvolvimento de soluções e plano de ação Outro
11	De 1 a 10, qual a probabilidade de você inserir na sua rotina um assistente virtual que tivesse as ferramentas da pergunta anterior?	Escala de 1 a 10
12	Deixe aqui seus comentários (sugestões, dificuldades, dúvidas, etc.). Caso seja do seu interesse, deixe seu contato que retornaremos.	Campo aberto

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Quadro 02 – Questionário dos testes**

Sequencial	Pergunta	Opções
0	Qual usuário você é?	Usuário 1 (Iniciante) Usuário 2 (Intermediário) Usuário 3 (Avançado) Usuário 4 (Avançado) – Outra Empresa
1	Teste 1(a) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim Não
2	Teste 1(a) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	Escala de 1 a 10
3	Teste 1(a) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	Escala de 1 a 10
4	Teste 1(a) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Sim Não
5	Teste 1(a) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	Escala de 1 a 10
6	Teste 1(b) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim Não
7	Teste 1(b) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	Escala de 1 a 10
8	Teste 1(b) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	Escala de 1 a 10
9	Teste 1(b) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Sim Não
10	Teste 1(b) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	Escala de 1 a 10

11	Teste 2(a) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim Não
12	Teste 2(a) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	Escala de 1 a 10
13	Teste 2(a) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	Escala de 1 a 10
14	Teste 2(a) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Sim Não
15	Teste 2(a) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	Escala de 1 a 10
16	Teste 2(b) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim Não
17	Teste 2(b) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	Escala de 1 a 10
18	Teste 2(b) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	Escala de 1 a 10
19	Teste 2(b) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Sim Não
20	Teste 2(b) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	Escala de 1 a 10
21	Teste 3(a) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim Não
22	Teste 3(a) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	Escala de 1 a 10
23	Teste 3(a) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	Escala de 1 a 10
24	Teste 3(a) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Sim Não
25	Teste 3(a) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	Escala de 1 a 10
26	Teste 3(b) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim Não
27	Teste 3(b) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	Escala de 1 a 10
28	Teste 3(b) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	Escala de 1 a 10

29	Teste 3(b) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Sim Não
30	Teste 3(b) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	Escala de 1 a 10
31	Você sente falta de um procedimento bem definido para a análise de ocorrências?	Sim, mas eu não consigo criar um método Sim, pois sem método eu sempre acabo esquecendo alguma parte Não, eu já tenho um método próprio e/ou da empresa
32	Como você avalia a facilidade de uso do formulário durante a aplicação do procedimento de análise?  Observação: Esta pergunta deve ser respondida apenas pelos usuários 1 e 3 que utilizaram o formulário como ferramenta de apoio durante os testes sem assistente virtual.	Escala de 1 a 10
33	Como você avalia a facilidade de uso do assistente virtual na análise de ocorrências?	Escala de 1 a 10
34	Nos testes com uso do assistente virtual você seguiu um procedimento próprio usando a ferramenta como apoio?	Sim, eu tenho meu método Não, eu acompanhei o método da ferramenta
35	Qual o nível de semelhança entre a experiência com o software e o suporte que você teria de um consultor humano experiente?	Escala de 1 a 10
36	Qual o nível de aprendizado de novas técnicas de análise e/ou experiências anteriores durante o uso do assistente virtual?	Escala de 1 a 10
37	Qual sua percepção de valor sobre a base de conhecimento com análise guiada disponível para a consulta e orientação em casos de investigação?	Escala de 1 a 10
38	Qual o seu nível de satisfação com a qualidade das ferramentas adicionais (causa raiz, auxílio na tomada de decisão e plano de ação) disponíveis no assistente virtual?	Escala de 1 a 10
39	Você utilizaria o assistente virtual como uma ferramenta de educação, realizando simulados de análise para o aperfeiçoamento contínuo da prática profissional?	Sim Não Talvez
40	Você identificou aumento no seu nível de confiança durante a análise e definição das soluções propostas?	Sim Não
41	Você se sente mais confiante para realizar análise de ocorrência	Sim Não

	utilizando um procedimento previamente definido?	
42	Você sentiu uma melhora na fluidez da análise da ocorrência com o uso do assistente virtual e do procedimento?	Sim Não
43	Você acredita que haveria redução no nível de estresse e/ou sensação de pressão com o uso do assistente virtual como um copiloto?	Sim Não
44	Qual o seu nível de satisfação com a qualidade das respostas do assistente virtual?	Escala de 1 a 10
45	Na sua opinião, o procedimento atende as suas necessidades na análise de ocorrências?	Escala de 1 a 10
46	Qual o seu nível de satisfação com a ferramenta de apoio a tomada de decisão do assistente virtual?	Escala de 1 a 10
47	Qual o seu nível de satisfação com o plano de ação gerado pelo assistente virtual?	Escala de 1 a 10
48	Deixe aqui seu feedback geral da experiência, dos prós e contras do procedimento e do assistente virtual e de quais aplicações práticas você enxerga que as ferramentas se tornam úteis.	Campo aberto

Fonte: Elaboração própria (2025).

### Quadro 03 – Questionário de validação

Sequencial	Pergunta	Opções
0	Qual usuário você é?	Usuário 1 (Iniciante) Usuário 2 (Intermediário) Usuário 3 (Avançado) Usuário 4 (Avançado) - Outra Empresa
1	Você concorda com as avaliações e percepções apresentadas pelo avaliador?	Concordo Concordo em partes Não concordo
2	Você concorda que o uso do assistente virtual gera o aumento no tempo de análise de perturbações?	Concordo Não concordo
3	Você concorda que o uso do assistente virtual gera aumento nas dúvidas dos usuários pelo fato de fornecer mais documentos e ferramentas?	Concordo Não concordo
4	Você concorda que a resposta semiautomática do SIPER gera comodidade e prejudica a qualidade dos relatórios?	Concordo Não concordo
5	Você concorda que os modelos de plano de ação do assistente virtual tornam esta atividade mais rápida e efetiva?	Concordo Não concordo

6	Você concorda que as atividades de análise de perturbações exigem um procedimento bem definido?	Concordo Não concordo
7	Você concorda que o procedimento proposto provoca melhora da confiança do usuário na execução de suas atividades?	Concordo Não concordo
8	Você recomendaria a implementação do procedimento proposto na sua empresa?	Sim Não
9	Você concorda que a base de conhecimento e os <i>checklists</i> são ferramentas de aprendizado contínuo?	Concordo Não concordo
10	Você concorda com o uso do assistente virtual como ferramenta educacional?	Concordo Não concordo
11	Você concorda que as ferramentas auxiliares (causa raiz, viabilidade e plano de ação) são aplicáveis na sua rotina?	Concordo Não concordo
12	Você concorda que as ferramentas auxiliares (causa raiz, viabilidade e plano de ação) exigem tempo hábil e experiência técnica do usuário para serem usadas com eficácia?	Concordo Não concordo
13	Você concorda que as melhorias do assistente virtual irão impactar na qualidade e agilidade da utilização?	Concordo Não concordo
14	Você considera a interface com o usuário um ponto crucial para a adesão ao uso do assistente virtual?	Sim Não
15	Você concorda que o assistente virtual gera melhora na fluidez do trabalho?	Concordo Não concordo
16	Qual(is) a(s) sua(s) ferramenta(s) preferida(s) no assistente virtual?  Observação: pode selecionar múltiplas opções.	Questionário Preliminar Análise Preliminar - Definição dos Cenários Análise Preliminar - Busca do histórico de perturbações e relatórios Base de Conhecimento e <i>Checklist</i> de Análise Análise de Causa Raiz (Ishikawa e/ou 5 Porquês) Análise de Viabilidade (AHP Simplificado) Plano de Ação (SCRUM+5W2H+PDCA) Classificação Estatística do SIPER Resposta Semiautomática do SIPER
17	De 1 a 10, qual a sua percepção sobre a interface com o usuário do assistente virtual?	Escala de 1 a 10
18	Deixe aqui seus comentários gerais de toda a experiência e eventuais contribuições para as conclusões do trabalho.	Campo aberto

Fonte: Elaboração própria (2025).

## APÊNDICE I – PLANILHAS DE CONTROLE E AVALIAÇÃO

As planilhas de controle foram utilizadas durante a execução dos testes para monitorar dois indicadores: tempo de execução e dúvidas. A Tabela 01 apresenta o modelo utilizado pelo avaliador nos testes dos usuários com dados fictícios.

**Tabela 01 – Modelo da planilha de controle dos testes**

Tempos	
T0 - Início	11:20:00
T1 - Fim	11:40:00
Tempo Máximo	
Duração	00:20:00
Tempo Limite (+10 min)	11:50:00
Perguntas	
Técnica	1
Procedimento	6
Assistente	1
Resultados	
<b>Tempo Total</b>	<b>00:20:00</b>
<b>Perguntas Total</b>	<b>8</b>

Fonte: Elaboração própria (2025).

As planilhas de avaliação foram utilizadas pelo avaliador nas métricas quantitativas de relatório do SIPER, causa raiz e do plano de ação, sendo atribuídos pesos e pontuações aos critérios definidos, gerando o desempenho do usuário para cada teste, conforme apresentado na Tabela 02 e na Tabela 03.

**Tabela 02 – Modelo da planilha de avaliação do SIPER**

U1 - SIPER - Critérios	U1-T1a (Peso)	U1-T1a (Pontuação)
1 - Tipo de Desligamento	1	0
2 - Componente	1	1
3 - Natureza Elétrica	2	1
4 - Causa do Desligamento	1	1
5 - Tempo de Eliminação	2	1
6 - Tipo/Função de Proteção	1	1
7 - Desempenho das Proteções	2	1
7.1 - Causa de Atuação	0	
8 - Localização da Falta	1	0
9 - Desempenho ERA	2	1
9.1 - Causa do Desempenho ERA	0	
10 - Eficácia ERA	2	1
10.1 - Causa da Eficácia ERA	0	
<b>Desempenho</b>		<b>87%</b>

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 03 – Modelo da planilha de avaliação da causa raiz e plano de ação**

U1 - Plano - Critérios	U1-T1a (Peso)	U1-T1a (Pontuação)
1 - Causa Raiz	1	0,5
2 - Coerência Técnica	1	1
3 - Escopo/Responsabilidades	1	0,5
4 - Melhoria Contínua	1	0
5 - Prazo	1	0
<b>% Desempenho</b>		<b>40%</b>

Fonte: Elaboração própria (2025).

Adicionalmente, o avaliador teceu comentários por escrito com as observações de sua análise, os quais foram disponibilizados aos usuários após a etapa de validação dos resultados.

Portanto, o processo de avaliação quantitativa buscou manter uma metodologia clara e equânime entre os usuários, visando obter os melhores resultados para a definição das percepções gerais dos testes.

## APÊNDICE J – GUIA DE UTILIZAÇÃO DO ASSISTENTE VIRTUAL

**Aluno:** Matheus Varela Branco

**Orientador:** Daniel Tenfen, Dr. Eng.

**Coorientador:** Márcio Ortmann, Dr. Eng.

### Guia de Utilização – Assistente Virtual

#### 1) Página Inicial de Identificação do Usuário

Assistente Virtual para Análise de Ocorrências 🗣️

Bem-vindo! Faça o seu registro de acesso para iniciarmos juntos a análise da ocorrência.

Nome  
Usuário 1

Empresa  
Fictícia 1

Iniciar

#### 📌 Objetivo da Página

Essa é a tela de **acesso e identificação inicial** do usuário no sistema. O preenchimento correto dessas informações é essencial para rastreabilidade dos testes e personalização do atendimento virtual.

#### 📄 Campos disponíveis

- **Nome:**  
O usuário deve informar seu identificador conforme os testes atribuídos (ex: *Usuário 1*, *Usuário 2*, etc.).
- **Empresa:**  
Informar a empresa representada. Durante os testes, deve-se indicar a empresa fictícia correspondente (ex: *Fictícia 1*, *Fictícia 2*, etc.).

#### ○ Botão “Iniciar”

Ao clicar neste botão, o assistente dará início à sessão de análise da ocorrência, com base nas credenciais fornecidas.

## 2) Página do Questionário da Análise Preliminar

### Assistente Virtual para Análise de Ocorrências

Agora, você deve realizar uma análise preliminar da ocorrência e responder o máximo de campos abaixo, deixando em BRANCO aqueles que ainda NÃO tenha certeza da resposta.






LEMBRETE: Você deve responder no mínimo 5 campos (Componente, Tipo de Desligamento, Tipo de Restabelecimento, Tipo de Proteção e a Proteção sob Análise), para que possamos analisar o caso.

### Objetivo da Tela

Nesta etapa, o usuário deverá realizar uma **análise preliminar da ocorrência**, buscando responder a um conjunto de **14 perguntas** relacionadas aos parâmetros técnicos do desligamento.

### Requisitos Mínimos para Continuidade

Para que o assistente possa avançar com a análise, é necessário preencher  **pelo menos 5 campos obrigatórios**:

-  **Componente**
-  **Tipo de Desligamento**
-  **Tipo de Restabelecimento**
-  **Tipo de Proteção**
-  **Proteção sob Análise**

### Importante

Caso o usuário **não tenha certeza da resposta**, deve deixar o campo em **branco**.

O assistente utilizará os dados preenchidos para consultar a **base histórica de perturbações** e gerar hipóteses ou diagnósticos iniciais coerentes com o cenário informado.

### 3) Página da Análise Preliminar da Ocorrência

#### Análise Preliminar da Ocorrência

##### Resultado da Análise: Cenário 2

O desligamento da LT ocorreu com a atuação da proteção 21/21N no terminal sob análise.

O sistema de proteção operou corretamente, sem falhas na **confiabilidade**, **velocidade (tempo de eliminação)**, **seletividade** ou **sensibilidade**.

O tempo total de eliminação da falta foi inferior a 100 ms, conforme exigido pelos **Procedimentos de Rede do ONS**. Esse desempenho demonstra um excelente comportamento do sistema de proteção, garantindo a **eliminação rápida da falta** e reduzindo o impacto da perturbação no sistema elétrico.

O **religamento automático** foi iniciado e o **comando de fechamento** ocorreu com sucesso.

Dado que o desempenho geral do sistema foi adequado, podemos prosseguir para a análise da **causa raiz do desligamento forçado** e, posteriormente, formalizar os **registros estatísticos** e a **resposta ao ONS**.

Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

#### Seção 1 – Resultado da Análise Preliminar

Exibe uma conclusão automatizada sobre o desempenho do sistema de proteção, considerando:

- Proteção que atuou
- Terminal envolvido
- Tempo total de eliminação da falta
- Desempenho do religamento automático
- Avaliação geral quanto a confiabilidade, seletividade, sensibilidade e velocidade

#### Importante:



Caso a análise automática não esteja coerente com o entendimento do usuário, pode ter ocorrido preenchimento incorreto no formulário anterior. O sistema recomenda reiniciar a análise.


#### Análise Comparativa de Ocorrências

**▼ Casos similares identificados:**



---



◦ Código ONS: 6720/2024


 2024-09-20 20:45:00 - LT 500 kV MARIMBONDO II / ASSIS C 1 MG/SP 

 Descrição da Perturbação:

A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 500 kV Marimbondo II - Assis C1 em ambos os terminais, devido a ocorrência de um curto-circuito monofásico na fase B, provocando por queimadas. O desligamento automático do RT 500 kV Marimbondo II - Assis C1 foi em decorrência do desligamento da referida LT. A falta foi eliminada em aproximadamente 56 ms pela atuação das proteções principal e alternada de distância em zona de subbalcance (21Z1) em conjunto com o esquema permissivo de teleproteção (85-21) nos dois terminais da LT. A localização da falta foi indicada aproximadamente 150 km do terminal Marimbondo II. O esquema de religamento automático entrou em progresso efetuando com sucesso a energização da LT em ambos os terminais.

 Código ONS do Desligamento: 55945/2024 -  Matches: 13 / 14 (92.9%)

 Código ONS do Desligamento: 55945/2024 -  Matches: 13 / 14 (92.9%)

 Ver Relatório

#### Seção 2 – Análise Comparativa de Ocorrências

Apresenta um ou mais **casos similares** encontrados na base histórica, com os seguintes dados:

- Código ONS da ocorrência
- Data, linha de transmissão e concessionária
- Descrição do desligamento conforme base SIPER

- Número de “matches” (itens compatíveis entre o caso do usuário e o caso histórico)
- Link para **acesso ao relatório completo** do caso histórico

💡 Essa análise ajuda o usuário a entender se a atuação observada já ocorreu anteriormente e como ela foi tratada.

**Estadísticas Gerais dos Casos Similares :**

A análise estatística dos casos similares considera **apenas valores não vazios** na consulta a base de dados:

- Em 100.0% dos casos o componente é LT - Acima de 230 kV
- Em 100.0% dos casos o tipo de desligamento é **Automático**
- Em 100.0% dos casos o tipo de restabelecimento é **Automático**
- Em 100.0% dos casos o natureza elétrica é 1 - **Fase-Terra**
- Em 100.0% dos casos o natureza da causa é **Fugitiva**
- Em 100.0% dos casos o tipo de proteção é **Relé**
- Em 100.0% dos casos o seleccione a proteção sob análise é **21/21N**
- Em 100.0% dos casos o confiabilidade: as unidades de proteção operaram de forma idêntica? é **Sim**
- Em 100.0% dos casos o velocidade: qual o tempo total de eliminação da perturbação (te)? é **Te ≤ 100 ms**
- Em 100.0% dos casos o seletividade: o desligamento da It ocorreu de forma esperada? é **Sim**
- Em 100.0% dos casos o sensibilidade: a proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção? é **Sim**
- Em 100.0% dos casos o religamento automático: houve a partida do esquema? é **Sim**
- Em 100.0% dos casos o religamento automático: o comando de fechamento ocorreu com sucesso? é **Sim**

**Análise Final - Casos Corretos**




### **Seção 3 – Estatísticas Gerais dos Casos Similares**

Mostra uma estatística com o **percentual de conformidade** dos campos preenchidos, com base na amostra de casos similares.

📌 Isso serve como uma **validação técnica preliminar** do comportamento observado na ocorrência analisada.


### **Encaminhamentos Automáticos do Sistema**

Dependendo do cenário identificado, o assistente tomará um dos seguintes caminhos:

-  **Cenários Corretos (15 modelos):** O usuário será redirecionado para a etapa de **Análise Final de Casos Corretos**.
-  **Cenário Sem Dados Suficientes:** O sistema recomendará ao usuário **reiniciar a análise** e preencher novamente o formulário anterior com mais informações.
-  **Cenário que Requer Investigação Detalhada:** O usuário será redirecionado para uma etapa especial com **ferramentas específicas de investigação da causa raiz**, recomendações de testes e elaboração do plano de ação.

## 4) Página da Análise Final e Classificação Estatística

Após a etapa de análise preliminar (ou após a investigação detalhada em casos não corretos), o assistente apresenta uma **tela de finalização** que consolida todas as informações fornecidas pelo usuário e gera uma sugestão automática de resposta ao SIPER. A tela é dividida em 5 seções principais:

 **Sumário da Análise - Classificação Estatística**

O desligamento da LT ocorreu com a atuação da proteção 21/21N no terminal sob análise.

O sistema de proteção operou corretamente, sem falhas na **confiabilidade, velocidade (tempo de eliminação), seletividade** ou **sensibilidade**.

O tempo total de eliminação da falta foi **inferior a 100 ms**, conforme exigido pelos **Procedimentos de Rede do ONS**. Esse desempenho demonstra um **excelente comportamento do sistema de proteção**, garantindo a **eliminação rápida da falta** e reduzindo o impacto da perturbação no sistema elétrico.

O **religamento automático** foi iniciado e o **comando de fechamento** ocorreu com sucesso.


Dado que o desempenho geral do sistema foi adequado, podemos prosseguir para a análise da **causa raiz do desligamento forçado** e, posteriormente, formalizar os **registros estatísticos** e a **resposta ao ONS**.

Caso essa análise não esteja coerente, houve algum problema no preenchimento dos dados na página anterior, sugerimos criar uma nova sessão e responder novamente.

### Seção 1 – Resumo Inicial

Apresenta um texto automatizado com base nas respostas fornecidas pelo usuário, incluindo:

- Proteção atuada e terminal sob análise
- Comportamento do sistema de proteção (confiabilidade, seletividade, sensibilidade e velocidade)
- Tempo de eliminação da falta
- Resultado do religamento automático

 **Objetivo:** Ajudar o usuário a verificar se o entendimento apresentado está **coerente com o que foi observado tecnicamente**. Caso não esteja, recomenda-se revisar os campos anteriores.

Equipamento sob análise

Origem da Causa

Equipamento / Localização

Causa do Desligamento

Natureza da Causa

Natureza Elétrica

**Localização da Falta: Insira a Distância e o Terminal de Referência**

## ⚙️ Seção 2 – Classificação da Causa do Desligamento Forçado

O usuário preenche os seguintes campos:

- Equipamento sob análise
- Origem e localização da causa
- Causa do desligamento
- Natureza da causa e da falta
- Localização da falta (distância + terminal de referência)

**🛡️ Proteção para os Terminais A e B**

As informações devem ser inseridas para as proteções Principal (PP) e Alternada (PA) dos Terminais A e B.

As informações de causas da proteção não estão disponíveis para cenários de atuações corretas.

Tempo total de eliminação (ms)

**TERMINAL A - Análise de Desempenho da PP e PA**

Tipo da PP:  Atuação da PP:

Tipo da PA:  Atuação da PA:

**TERMINAL B - Análise de Desempenho da PP e PA**

Tipo da PP:  Atuação da PP:

Tipo da PA:  Atuação da PA:

## 🔍 Seção 3 – Avaliação das Proteções Principal (PP) e Alternada (PA)

O usuário classifica o desempenho das proteções dos dois terminais:

- Tipo da proteção (Relé, etc.)
- Atuação: Correta, Incorreta, Recusa e Acidental.

⚠️ Essa seção não exige causa nos cenários de **atuações corretas**.

**🔌 Religamento Automático da LT**

As informações de causas da proteção não estão disponíveis para cenários de atuações corretas.

Bloqueado por Restrições Operativas/Sistêmicas?

Atuação do ERA no Terminal A:  Causa do ERA do Terminal A:


Atuação do ERA no Terminal B:  Causa do ERA do Terminal B:

Eficácia do ERA da LT  Causa da Eficácia do ERA

## Seção 4 – Avaliação do Religamento Automático da LT

Avaliação do desempenho do esquema de ERA:

- Se houve bloqueio por restrições
- Atuação nos terminais A e B
- Eficácia do ERA (Satisfatória, Insatisfatória, etc.)

 **Sugestão de Resposta ao SIPER**

Abaixo está a sugestão de resposta ao SIPER com base nas informações coletadas. Você pode editar o texto conforme necessário.

— Texto Final do SIPER —

A perturbação consistiu no desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 devido a um curto-circuito 1 - Fase-Terra, provocado por ND - Descarga Atmosférica.

A falta foi eliminada em 65 ms pela atuação das proteções principal e alternada 21/21N nos dois terminais.

A falta foi localizada a 45 km do terminal de A.

O esquema de religamento automático efetuou a energização com sucesso.

[Salvar Respostas e Revisar](#)

## Seção 5 – Sugestão de Resposta ao SIPER

Geração automática de um parágrafo padronizado com base nas respostas anteriores. O usuário pode:

- **Editar manualmente** o texto sugerido
- **Confirmar** a resposta clicando em “Salvar Respostas e Revisar”

### **Importante:**

O usuário só deve seguir para a próxima etapa se estiver **seguro da resposta**. Caso contrário, pode deixar campos em branco e realizar ajustes no texto final do SIPER manualmente.

## 5) Página da Análise e Investigação de Ocorrências

**Análise e Investigação de Ocorrências**

A presente análise consiste em 5 etapas:

1. Acesso à Base de Conhecimento
2. Análise Guiada da Ocorrência por Checklist
3. Análise de Causa Raiz pelos Métodos Ishikawa e 5 Porquês
4. Análise de Viabilidade de Soluções pelo Método AHP Simplificado
5. Elaboração de Plano de Ação pelos Métodos Combinados SCRUM/5W2H/PDCA

### Análise e Investigação de Ocorrências (5 Etapas)

Nesta etapa, o usuário será conduzido por um processo estruturado em **cinco etapas**, com o objetivo de identificar a causa raiz do problema, avaliar as soluções possíveis e propor um plano de ação robusto, fundamentado em metodologias consolidadas.

**Base de Conhecimento e Análise Guiada**

Selecione a proteção sob análise: 21/21N

Clique no botão abaixo para ter acesso a um documento orientativo para uma análise guiada de oscilografia.

[Abrir Base de Conhecimento](#)

**Checklist de Verificação:**


- Ler o documento de base de conhecimento;
- Configurar a oscilografia para gerar o diagrama R-X;
- Avaliar as impedâncias medidas e comparar com as zonas de proteção;
- Confirmar se as zonas foram devidamente sensibilizadas;
- Avaliar o esquema de religamento automático da LT com a atuação dessa proteção;
- Seguir as orientações, lições aprendidas e boas práticas da base de conhecimento.

### Etapa 1 – Base de Conhecimento

Nesta primeira etapa, o usuário terá acesso a um **documento orientativo** com foco na proteção sob análise. Esse documento traz uma visão técnica completa e organizada:

- Explicação do **princípio de funcionamento da proteção**;
- Apresentação dos **requisitos mínimos de desempenho exigidos pelo ONS**, conforme os Procedimentos de Rede;
- **Filosofia de aplicação** recomendada por instituições e especialistas;


- **Lições aprendidas** com base em ocorrências reais anteriores;
- Recomendações práticas de **fabricantes e organismos do setor elétrico**;
- Um **guia prático de análise de oscilografias**, com foco na proteção selecionada, auxiliando o analista na verificação correta do comportamento da zona de proteção, sensibilização e atuação do esquema de religamento.

Esse documento pode ser acessado clicando no botão “ Abrir Base de Conhecimento”.

### ✓ Etapa 2 – *Checklist* de Análise Guiada

Após a leitura do documento técnico, o usuário é convidado a seguir um **checklist de verificação**, que consolida os principais passos que devem ser seguidos para validar se a atuação da proteção ocorreu conforme esperado.

A *checklist* permite ao usuário **marcar os itens realizados**, servindo como ferramenta de apoio direto à análise prática.

 **Análise de Causa Raiz**

Nesta etapa você irá analisar os possíveis fatores contribuintes usando o Diagrama de Ishikawa e os 5 Porquês.

---

**Diagrama de Ishikawa:**

Método: Avaliar causas associadas aos procedimentos, instruções e/ou métodos

Mão de Obra: Avaliar causas associadas a equipe

Máquina: Avaliar causas aos sistemas de proteção, controle e supervisão

Meio Ambiente: Avaliar causas associadas ao local/ambiente

Material: Avaliar causas associadas aos insumos e sua qualidade

Medição: Avaliar causas associadas a medição, controle e monitoramento

Método (ex: procedimentos, instruções)

Mão de Obra (ex: capacitação, erro humano)

Máquina (ex: equipamentos, proteção)

Meio Ambiente (ex: tempo, ambiente externo)

Material (ex: peças, insumos)

Medição (ex: supervisório, controle de alterações)

🕒 **Método dos 5 Porquês:**

A partir das causas verificadas no diagrama Ishikawa, você deve tentar criar perguntas e respostas para chegar as causas raízes.

Por quê 1?

Resposta 1?

Por quê 2?

Resposta 2?

Por quê 3?

Resposta 3?

Por quê 4?

Resposta 4?

Por quê 5?

Resposta 5?

### 🔍 Etapa 3 – Análise de Causa Raiz

Caso o usuário conclua que houve alguma anormalidade ou falha no desempenho do sistema de proteção, ele deve utilizar esta etapa para **investigar a causa raiz** do problema.

São disponibilizados dois métodos consagrados:

- **Diagrama de Ishikawa (Espinha de Peixe):** auxilia na identificação de causas associadas a categorias como Método, Mão de Obra, Máquinas, Meio Ambiente, Materiais e Medição. O usuário deve preencher os campos com as possíveis falhas ou lacunas identificadas em cada categoria.
- **Método dos 5 Porquês:** a partir de uma causa identificada, o usuário deve responder a cinco perguntas consecutivas de “por quê?”, aprofundando progressivamente a análise até chegar à origem do problema.

Para aprofundamento nestes métodos, sugerimos:

- 5 Porquês
  - [5 Porquês](#)
- Diagrama de Ishikawa
  - [Diagrama de Ishikawa](#)

## 📊 Análise de Viabilidade das Soluções (AHP)

Insira até três soluções e avalie cada uma em relação aos critérios abaixo. Você também pode ajustar o peso de importância de cada critério.

### Soluções sob Avaliação

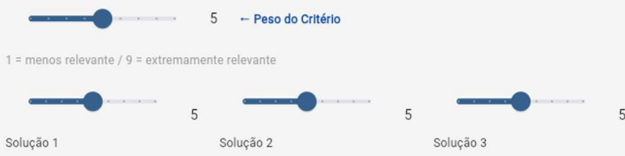
Solução 1

Solução 2

Solução 3

### 🔧 Viabilidade Técnica

A solução pode ser implementada com os recursos técnicos disponíveis?



### 🔧 Confiabilidade

A solução é confiável e atende aos requisitos de desempenho?



### 🔧 Facilidade de Implementação

A solução pode ser implementada de forma simples e rápida?



### 🔧 Custo/ROI

A solução é financeiramente viável e oferece um bom retorno sobre o investimento?



### 🔧 Impacto Operativo/Urgência

A solução precisa ser implementada com urgência para evitar impactos no SIN?



🏆 Solução mais viável: (Pontuação: 5.00)

📊 Calcular Solução Ideal

## Etapa 4 – Análise de Viabilidade das Soluções (Método AHP)

Após a identificação da causa raiz, o usuário deve propor até **três soluções técnicas** possíveis e avaliá-las utilizando o **método AHP (Analytic Hierarchy Process) simplificado**.

Para cada critério de avaliação, o usuário deverá:

- Atribuir uma **nota de importância** (peso do critério);
- Atribuir uma **nota de desempenho** de cada solução para aquele critério;

Os critérios avaliados incluem:

- **Viabilidade Técnica:** é possível implementar com os recursos técnicos disponíveis?
- **Confiabilidade:** a solução atende aos requisitos de desempenho?
- **Facilidade de Implementação:** é simples e rápida de executar?
- **Custo/ROI:** a solução é financeiramente viável e oferece bom retorno?
- **Urgência/Impacto Operativo:** precisa ser aplicada com urgência para evitar novos impactos?

Ao final da avaliação, o sistema calcula a **solução mais viável** com base nas notas inseridas.

Mais informações: [O que é AHP?](#)

**17** Planejamento com base em SCRUM + 5W2H + PDCA

A partir da solução viável, você deve criar um plano de ação que não pode exceder 16 semanas (4 meses) - Limite ONS.

Nesta seção, você pode criar um planejamento com sprints semanais (SCRUM), usando a responsabilização por 5W2H e o ciclo de melhoria contínua por PDCA.

Para iniciar, você pode carregar um modelo de plano de ação existente ou criar do zero.

---

Selecione um modelo de planejamento ou comece do zero

85-67N-1

**Categoria:** Erro de Lógica

*Modelo de plano de ação para casos de atuação indevida da proteção 85-67N por erro de concepção/configuração de lógica.*

Há atraso por fornecedor?

2 semanas

Inserir atraso após qual Sprint? (número)  
4

+ Inserir Sprint de Atraso

+ Adicionar Sprint   - Remover Sprint

**Sprint 5: Atualizar procedimentos internos**

Ordem  
5

O que?  
Atualizar procedimentos internos

Por quê?  
Evitar recorrência e disseminar conhecimento

Quem?  
Engenharia de Processos

Onde?  
Repositório Digital

Quando?  
Semana 7

Como?  
Inserir em procedimento padrão, publicar aprendi;

Quanto?  
Baixo

PDCA  
A

**Sprint Atraso: Aguardando fornecedor**

Ordem  
4.1

Descrição  
Atraso de 2 semanas para aguardar prazo do fornecedor

#### Etapa 5 – Planejamento com SCRUM + 5W2H + PDCA

A partir da solução mais viável identificada na etapa anterior, o usuário deve **estruturar um plano de ação**, respeitando o prazo de até 16 semanas (limite estabelecido pelo ONS).

O planejamento é construído com base em **sprints semanais (SCRUM)**, incorporando:

- A abordagem 5W2H (**O quê? Por quê? Quem? Onde? Quando? Como? Quanto?**) para detalhar cada ação;
- A filosofia do ciclo **PDCA (Plan-Do-Check-Act)** para garantir a melhoria contínua e controle da execução.

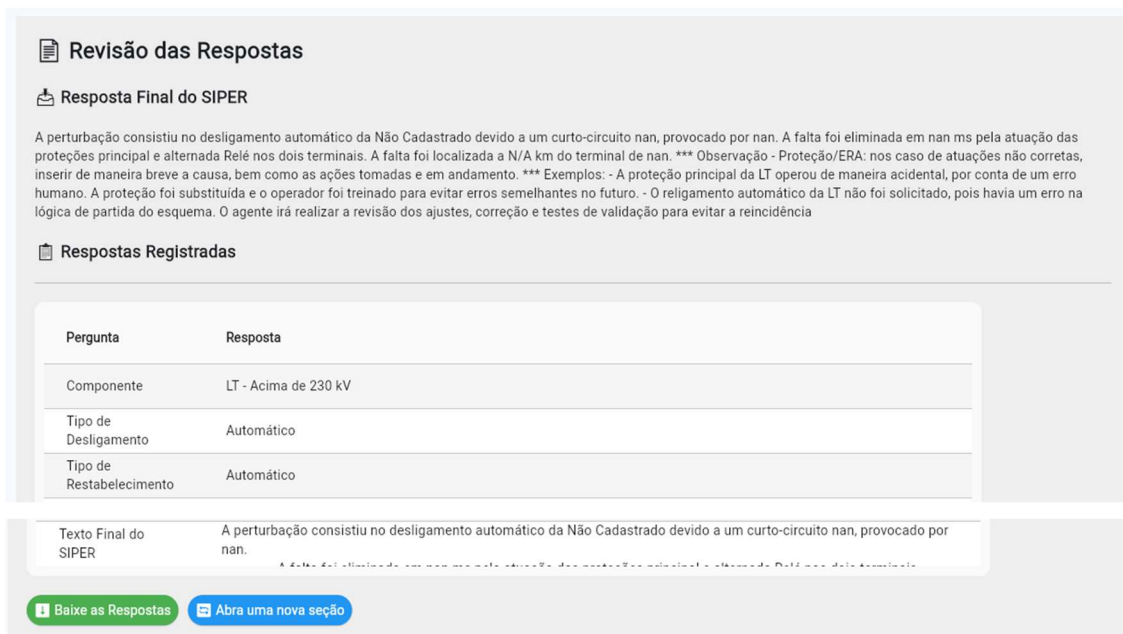
O sistema permite:

- **Selecionar um modelo de plano de ação existente**, ou criar do zero;
- **Editar todos os campos**, mesmo nos modelos prontos;
- **Adicionar um sprint de atraso**, quando houver dependência de fornecedores externos, inserindo esse atraso automaticamente na sequência planejada.

Essa etapa visa transformar a análise em uma **execução concreta e monitorável**, promovendo agilidade, responsabilidade e rastreabilidade no atendimento das providências corretivas.

**Ao concluir esta etapa, você será redirecionado para a página da Análise Final e Classificação Estatística.**

## 6) Página de Revisão das Respostas



**Revisão das Respostas**

**Resposta Final do SIPER**

A perturbação consistiu no desligamento automático da Não Cadastrado devido a um curto-circuito nan, provocado por nan. A falta foi eliminada em nan ms pela atuação das proteções principal e alternada Relé nos dois terminais. A falta foi localizada a N/A km do terminal de nan. \*\*\* Observação - Proteção/ERA: nos caso de atuações não corretas, inserir de maneira breve a causa, bem como as ações tomadas e em andamento. \*\*\* Exemplos: - A proteção principal da LT operou de maneira acidental, por conta de um erro humano. A proteção foi substituída e o operador foi treinado para evitar erros semelhantes no futuro. - O religamento automático da LT não foi solicitado, pois havia um erro na lógica de partida do esquema. O agente irá realizar a revisão dos ajustes, correção e testes de validação para evitar a reincidência

**Respostas Registradas**

Pergunta	Resposta
Componente	LT - Acima de 230 kV
Tipo de Desligamento	Automático
Tipo de Restabelecimento	Automático

Texto Final do SIPER: A perturbação consistiu no desligamento automático da Não Cadastrado devido a um curto-circuito nan, provocado por nan. A falta foi eliminada em nan ms pela atuação das proteções principal e alternada Relé nos dois terminais.

[Baixe as Respostas](#) [Abra uma nova seção](#)

### Revisão das Respostas

### Resposta Final do SIPER

Nesta seção, o sistema exibe a **resposta final sugerida pelo SIPER**, construída automaticamente com base em todas as informações fornecidas pelo usuário ao longo da análise.

Essa resposta pode ser utilizada como base para preenchimento do sistema SIPER do ONS, sendo possível editá-la diretamente no campo exibido antes de finalizar o processo.

A estrutura da resposta contempla:

- O componente e o motivo do desligamento;
- A causa da perturbação (se identificada);
- O tempo de eliminação da falta;
- A atuação das proteções principais e alternadas;
- A eficácia do religamento automático (quando aplicável);

- E, nos casos de atuação incorreta, são incluídas observações com possíveis causas e ações tomadas ou recomendadas.

É importante que o usuário revise com atenção os dados e edite o texto caso haja necessidade de ajustes.

#### Respostas Registradas

Abaixo da resposta final, todas as **respostas preenchidas pelo usuário** ao longo das etapas anteriores são listadas em formato de tabela, com o campo da **pergunta original** e a **resposta fornecida**.

Essa visualização permite que o usuário revise rapidamente as informações, verifique possíveis inconsistências e confirme se os dados estão completos e corretos.

#### Opções Finais

- **Baixar as Respostas:**
- O usuário pode clicar no botão "**Baixe as Respostas**" para gerar e exportar um arquivo .x/sx com todas as informações preenchidas. Esse recurso é útil para arquivamento, compartilhamento interno ou envio para o cliente.
- **Abrir uma Nova Seção:**
- Caso a análise esteja finalizada ou o usuário deseje reiniciar o processo com uma nova ocorrência, há o botão "**Abra uma nova seção**", que limpa os dados anteriores e reinicia o assistente.

## APÊNDICE K – FORMULÁRIOS DOS TESTES

**Usuário 1 – Testes 1(a), 2(a), 3(a), 1(b), 2(b) e 3(b):**

**Documento de Teste**  
**Análise de Perturbação – Teste 1(a)**

---

**Informações do Usuário**

Nome: **Usuário 1 (Iniciante)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

**1. Descrição da Perturbação**

Data: 20/10/2022

Hora: 16:29

**Resumo:**

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C1 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. O religamento automático atuou com sucesso.

**Proteções Atuadas no COS:**

- Terminal A – 21NA Distância Neutro Fase C
- Terminal A – 21Z1 Distância Zona 1
- Terminal B – 21NA Distância Neutro Fase A
- Terminal B – 21Z1 Distância Zona 1

**Providências:**

- Informado o COS-ONS sobre o desligamento e as proteções atuadas.
- Realizada a recomposição dos disjuntores centrais com sucesso nos dois terminais.

**Informações da Inspeção na LT:** A falta foi localizada a aproximadamente 47 km do terminal B.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento foi causado por descarga atmosférica.

### Observações Técnicas:

A sequência de fases dos terminais A e B são invertidas, sendo que a fase A vista por um terminal é a fase C vista pelo outro terminal. Por referência, considera-se o terminal A como referência na identificação da fase sob falta.

Não há registro de oscilografias do momento do religamento automático, porém verificou-se que o religamento ocorreu com sucesso.

As unidades de proteção do Terminal A estão com problema no sincronismo de tempo, apresentando um atraso de -3 horas nos registros. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste.**

### 2. Checklist de Análise de Perturbação

1. Avalie se a falta foi interna ou externa.
2. Avalie a Natureza Elétrica da falta.
3. Avalie se a condição de falta foi permanente ou fugitiva.
4. Avalie o desempenho da proteção **21/21N (Zona 1)**.
5. Avalie o tempo total de eliminação da perturbação.
6. Avalie o desempenho do esquema de religamento automático da LT.
7. Avalie a eficácia do desempenho do esquema de religamento automático da LT.

### 3. Dados

- Oscilografias
- Eventos
- Relatórios
- Relatos e informações
- Observações do caso

### 4. Questionário da Análise Preliminar

1. Qual o componente envolvido na ocorrência?
2. Qual o tipo de desligamento observado?
3. Qual o tipo de restabelecimento aplicado?
4. Qual a natureza elétrica da perturbação?
5. Qual a natureza da causa identificada?
6. Qual o tipo de proteção envolvida?
7. Selecione a proteção sob análise (nome ou código)
8. As unidades de proteção operaram de forma idêntica?
9. O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?
10. A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?
11. Qual o tempo total de eliminação da perturbação ( $T_e$ ) em milissegundos (ms)?
12. Houve a partida do esquema de religamento automático?
13. O comando de fechamento foi executado com sucesso?
14. A linha foi energizada com sucesso?

## 5. Análise e Investigação de Ocorrências

Caso seja identificado qualquer indício de falha ou comportamento anômalo no desempenho do sistema de proteção e/ou no esquema de religamento automático, o usuário deverá:

1. Recorrer a todos os recursos disponíveis;
2. Investigar a possível causa raiz da falha observada;
3. Elaborar um plano de ação técnico para correção do problema identificado.

## 6. Classificação Estatística

1. Qual a origem da causa?
2. Qual o equipamento/localização associado à causa?
3. Qual a causa do desligamento?
4. Qual a natureza da causa?
5. Qual a natureza elétrica da perturbação?
6. A falta foi localizada?
7. Qual a distância (em km) do terminal até o ponto da falta?
8. Qual o comprimento total da linha de transmissão?
9. O tempo de eliminação do defeito foi informado?
10. Qual o tempo de eliminação (em milissegundos)?
11. O evento foi bloqueado por restrições operativas/sistêmicas?
12. Qual o terminal envolvido?
13. Qual o esquema de religamento automático aplicado?
14. A atuação do religamento automático foi solicitada?
15. Qual a causa da atuação do religamento automático?
16. Qual o tipo de proteção, atuação e causa registrados?
17. Qual foi a atuação global da proteção por terminal?
18. Qual a causa associada à atuação global?

## 7. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – Teste 2(a)

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 1 (Iniciante)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 03/11/2023

Hora: 13:30

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C1 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Houve atuação do religamento automático sem sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 85-21 Distância com Teleproteção
- Terminal A – 21Z1 Distância Zona 1
- Terminal B – 85-21 Distância com Teleproteção
- Terminal B – 21Z1 Distância Zona 1

#### Providências:

- Informado o COS-ONS sobre o desligamento e as proteções atuadas.
- Realizada a recomposição completa da LT após a autorização do COS-ONS.

#### Informações da Inspeção na LT:

A falta foi localizada a aproximadamente 55 km do terminal A.

Identificou-se que o desligamento foi causado por descarga atmosférica, com base na localização da falta, evidências da inspeção e condições climáticas.

#### Observações Técnicas:

- A sequência de fases dos terminais A e B são invertidas, sendo que a fase A vista por um terminal é a fase C vista pelo outro terminal.

- Por referência, considera-se o Terminal A como referência na identificação da fase sob falta.
- O terminal Líder do religamento automático é o Terminal B, com esquema tripolar e tempo morto de 5 segundos.
- As unidades de proteção do Terminal A estão com problema no sincronismo de tempo, apresentando um atraso de -3 horas nos registros. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste.**
- Não há registro da UPD3-7CZ do Terminal A, mas pode-se considerar o **comportamento idêntico** ao verificado na UPD4-7CZ para fins da execução do teste.
- Não há necessidade de analisar o **desempenho da proteção no religamento**, apenas verificar o motivo da atuação sem sucesso.

## 2. Checklist de Análise de Perturbação

1. Avalie se a falta foi interna ou externa.
2. Avalie a Natureza Elétrica da falta.
3. Avalie se a condição de falta foi permanente ou fugitiva.
4. Avalie o desempenho da proteção **85-21 (HYBRID POTT)**.
5. Avalie o tempo total de eliminação da perturbação.
6. Avalie o desempenho do esquema de religamento automático da LT.
7. Avalie a eficácia do desempenho do esquema de religamento automático da LT.

## 3. Dados

- Oscilografias
- Eventos
- Relatórios
- Relatos e informações
- Observações do caso

## 4. Questionário da Análise Preliminar

1. Qual o componente envolvido na ocorrência?
2. Qual o tipo de desligamento observado?
3. Qual o tipo de restabelecimento aplicado?
4. Qual a natureza elétrica da perturbação?
5. Qual a natureza da causa identificada?
6. Qual o tipo de proteção envolvida?
7. Selecione a proteção sob análise (nome ou código)
8. As unidades de proteção operaram de forma idêntica?
9. O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?
10. A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?

11. Qual o tempo total de eliminação da perturbação ( $T_e$ ) em milissegundos (ms)?
12. Houve a partida do esquema de religamento automático?
13. O comando de fechamento foi executado com sucesso?
14. A linha foi energizada com sucesso?

## 5. Análise e Investigação de Ocorrências

Caso seja identificado qualquer indício de falha ou comportamento anômalo no desempenho do sistema de proteção e/ou no esquema de religamento automático, o usuário deverá:

1. Recorrer a todos os recursos disponíveis;
2. Investigar a possível causa raiz da falha observada;
3. Elaborar um plano de ação técnico para correção do problema identificado.

## 6. Classificação Estatística

1. Qual a origem da causa?
2. Qual o equipamento/localização associado à causa?
3. Qual a causa do desligamento?
4. Qual a natureza da causa?
5. Qual a natureza elétrica da perturbação?
6. A falta foi localizada?
7. Qual a distância (em km) do terminal até o ponto da falta?
8. Qual o comprimento total da linha de transmissão?
9. O tempo de eliminação do defeito foi informado?
10. Qual o tempo de eliminação (em milissegundos)?
11. O evento foi bloqueado por restrições operativas/sistêmicas?
12. Qual o terminal envolvido?
13. Qual o esquema de religamento automático aplicado?
14. A atuação do religamento automático foi solicitada?
15. Qual a causa da atuação do religamento automático?
16. Qual o tipo de proteção, atuação e causa registrados?
17. Qual foi a atuação global da proteção por terminal?
18. Qual a causa associada à atuação global?

## 7. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – **Teste 3(a)**

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 1 (Iniciante)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 21/07/2021

Hora: 09:41

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 230 kV A-B C1 pela abertura apenas do disjuntor no terminal A. Não houve atuação do religamento automático da LT.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A - DJ 52-10 (UPC1) - Trip Fase A
- Terminal A - DJ 52-10 (UPC1) - Trip Fase B
- Terminal A - DJ 52-10 (UPC1) - Trip Fase C

#### Providências:

- Informado o COS-ONS sobre o desligamento e disponibilizado para normalização.
- Realizada uma tentativa sem sucesso, sendo então solicitado à manutenção apoio na recomposição.
- Após ações de desbloqueio da equipe de manutenção local, o equipamento foi religado com sucesso.

#### Informações da Inspeção na LT:

Não houve necessidade de inspecionar a LT.

#### Observações Técnicas:

- No momento do desligamento, uma atividade corretiva no sistema OPLAT estava em andamento.

- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos.
- O terminal A registrou oscilografia apenas na proteção principal.
- O terminal B não gerou registros de oscilografias e/ou eventos.

## **2. Checklist de Análise de Perturbação**

1. Avalie se a falta foi interna ou externa.
2. Avalie a Natureza Elétrica da falta.
3. Avalie se a condição de falta foi permanente ou fugitiva.
4. Avalie o desempenho da proteção **TDD**.
5. Avalie o tempo total de eliminação da perturbação.
6. Avalie o desempenho do esquema de religamento automático da LT.
7. Avalie a eficácia do desempenho do esquema de religamento automático da LT.

## **3. Dados**

- Oscilografias
- Eventos
- Relatórios
- Relatos e informações
- Observações do caso

## **4. Questionário da Análise Preliminar**

1. Qual o componente envolvido na ocorrência?
2. Qual o tipo de desligamento observado?
3. Qual o tipo de restabelecimento aplicado?
4. Qual a natureza elétrica da perturbação?
5. Qual a natureza da causa identificada?
6. Qual o tipo de proteção envolvida?
7. Selecione a proteção sob análise (nome ou código)
8. As unidades de proteção operaram de forma idêntica?
9. O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?
10. A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?
11. Qual o tempo total de eliminação da perturbação ( $T_e$ ) em milissegundos (ms)?
12. Houve a partida do esquema de religamento automático?
13. O comando de fechamento foi executado com sucesso?
14. A linha foi energizada com sucesso?

## **5. Análise e Investigação de Ocorrências**

Caso seja identificado qualquer indício de falha ou comportamento anômalo no desempenho do sistema de proteção e/ou no esquema de religamento automático, o usuário deverá:

1. Recorrer a todos os recursos disponíveis;

2. Investigar a possível causa raiz da falha observada;
3. Elaborar um plano de ação técnico para correção do problema identificado.

## 6. Classificação Estatística

1. Qual a origem da causa?
2. Qual o equipamento/localização associado à causa?
3. Qual a causa do desligamento?
4. Qual a natureza da causa?
5. Qual a natureza elétrica da perturbação?
6. A falta foi localizada?
7. Qual a distância (em km) do terminal até o ponto da falta?
8. Qual o comprimento total da linha de transmissão?
9. O tempo de eliminação do defeito foi informado?
10. Qual o tempo de eliminação (em milissegundos)?
11. O evento foi bloqueado por restrições operativas/sistêmicas?
12. Qual o terminal envolvido?
13. Qual o esquema de religamento automático aplicado?
14. A atuação do religamento automático foi solicitada?
15. Qual a causa da atuação do religamento automático?
16. Qual o tipo de proteção, atuação e causa registrados?
17. Qual foi a atuação global da proteção por terminal?
18. Qual a causa associada à atuação global?

## 7. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste Análise de Perturbação – Teste 1(b)

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 1 (Iniciante)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 01/02/2021

Hora: 17:37

### **Resumo:**

Desligamento automático da LT 230 kV A-B C1 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. O religamento automático atuou com sucesso.

### **Proteções Atuadas no COS:**

- Terminal A - UPC1 - Trip Zona 1 (21)
- Terminal A - UPD2 - Trip Zona 1 (21)
- Terminal B - UPC1 - Trip Zona 1 (21)
- Terminal B - UPD2 - Trip Zona 1 (21)

### **Providências:**

- Informado o COS-ONS sobre o desligamento e as proteções atuadas.

### **Informações da Inspeção na LT:**

A falta foi localizada a aproximadamente 70 km do terminal A.

A partir da localização da falta e das evidências da inspeção, identificou-se que o desligamento foi causado por queimada.

### **Observações Técnicas:**

O horário das oscilografias da SE A está adiantado em +3h, mas isso não será analisado neste teste.

O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos.

Não há registros de oscilografia do religamento automático no terminal B, mas verificou-se que o religamento ocorreu com sucesso.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **21/21N (Zona 1)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – Teste 2(b)

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 1 (Iniciante)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 19/12/2023

Hora: 17:19

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Houve a atuação do religamento automático sem sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – UPP - 21-Z1N Distância Neutro Zona 1
- Terminal A – UPA - 21-Z1N Distância Neutro Zona 1
- Terminal A – UPP – 85-21 Distância com Teleproteção
- Terminal A – UPA – 85-21 Distância com Teleproteção
- Terminal B – UPP - 21-Z1N Distância Neutro Zona 1
- Terminal B – UPA - 21-Z1N Distância Neutro Zona 1
- Terminal B – UPP – 85-21 Distância com Teleproteção
- Terminal B – UPA – 85-21 Distância com Teleproteção

#### Providências:

- Informado o COS-ONS sobre o desligamento e as proteções atuadas.
- Realizada a recomposição completa da LT após a autorização do COS-ONS.

#### Informações da Inspeção na LT:

A falta foi localizada a aproximadamente 85 km do terminal A.

A partir da localização da falta, condições climáticas e das evidências da inspeção, não foi possível definir a causa, sendo considerada indeterminada.

#### Observações Técnicas:

- A oscilografia disponibilizada pelo fabricante não permite usar o recurso do diagrama de impedâncias (R-X) do SIGRA, sendo então necessário realizar uma regra de proporcionalidade da corrente para dividir a impedância vista apenas com a medição

das correntes (IA-IB-IC). O RTP/RTC (5,61875) deve ser aplicado para chegar na impedância secundária para comparação com o diagrama R-X.

- **Resumo:** A impedância Z/Loop visto na oscilografia deve ser multiplicado pela proporção da corrente utilizada e depois dividido pelo fator RTP/RTC para chegar ao valor aproximado de impedância secundária e comparar com o diagrama R-X.
- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos.

## 2. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **85-21 (Aid. Dist. Trip)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste Análise de Perturbação – **Teste 3(b)**

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 1 (Iniciante)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 22/07/2021

Hora: 14:44

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 230 kV A-B C1 pela abertura apenas do disjuntor no terminal B. Não houve atuação do religamento automático da LT.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal B - DJ 52-10 (UPC1) - Trip Fase A
- Terminal B - DJ 52-10 (UPC1) - Trip Fase B
- Terminal B - DJ 52-10 (UPC1) - Trip Fase C

#### Providências:

- Informado o COS-ONS sobre o desligamento e disponibilizado para normalização.

- Comunicado a equipe de manutenção sobre a ocorrência, onde informaram que os desligamentos ocorreram pela atividade em andamento.
- O equipamento foi religado com sucesso após a autorização do COS-ONS.

#### **Informações da Inspeção na LT:**

Não houve necessidade de inspecionar a LT.

#### **Observações Técnicas:**

- No momento do desligamento, uma atividade corretiva no sistema OPLAT estava em andamento.
- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos.
- A equipe de manutenção local não enviou os registros de oscilografia, sendo possível analisar a ocorrência apenas pelos eventos do COS.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **TDD**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

**Usuário 2 – Testes 1(a), 2(a), 3(a), 1(b), 2(b) e 3(b):**

## **Documento de Teste** **Análise de Perturbação – Teste 1(a)**

---

### **Informações do Usuário**

Nome: **Usuário 2 (Intermediário)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### **1. Descrição da Perturbação**

Data: 18/09/2021

Hora: 12:42

### **Resumo:**

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C1 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Não houve atuação do religamento automático.

### **Proteções Atuadas no COS:**

- Terminal A – 21NA Distância Neutro Fase C
- Terminal A – 21Z1 Distância Zona 1
- Terminal A – 21Z2 POTT Hybrido
- Terminal B – 21NA Distância Neutro Fase A
- Terminal B – 21Z1 Distância Zona 1
- Terminal B – 21Z2 POTT Hybrido

### **Providências:**

Informado o COS-ONS sobre o desligamento e as proteções atuadas.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

### **Informações da Inspeção na LT:**

A falta foi localizada a aproximadamente 18 km do terminal B.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento foi causado por queimada.

### **Observações Técnicas:**

A sequência de fases dos terminais A e B são invertidas, sendo que a fase A vista por um terminal é a fase C vista pelo outro terminal. Por referência, considera-se o terminal A como referência na identificação da fase sob falta.

As unidades de proteção do Terminal A estão com problema no sincronismo de tempo, apresentando um atraso de -3 horas nos registros. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste.**

O terminal líder do religamento automático é o Terminal B, com esquema tripolar e tempo morto de 5 segundos.

Não há necessidade de analisar o **desempenho da proteção no religamento**, apenas verificar o motivo da atuação sem sucesso.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **21/21N (Zona 1)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – Teste 2(a)

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 2 (Intermediário)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 25/12/2024

Hora: 05:03

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Houve atuação do religamento automático com sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 21-Z1N Distância Neutro Zona 1
- Terminal A – 21-Z1P Distância Fase Zona 1
- Terminal B – Trip Geral

#### Providências:

Informado o COS-ONS sobre o desligamento e as proteções atuadas.

Realizada a recomposição dos disjuntores centrais com sucesso nos dois terminais.

#### Informações da Inspeção na LT:

A falta foi localizada a aproximadamente 41 km do terminal A.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento foi causado por descarga atmosférica.

#### Observações Técnicas:

- A proteção alternada (UPA) do terminal Xingó está indisponível, aguardando retorno de reparo pelo fabricante, na qual há uma providência em atraso no SGP;
- A oscilografia disponibilizada pelo fabricante não permite usar o recurso do diagrama de impedâncias (R-X) do SIGRA, sendo então necessário realizar uma regra de proporcionalidade da corrente para dividir a impedância vista apenas com a medição das correntes (IA-IB-IC). O RTP/RTC (5,61875) deve ser aplicado para chegar na impedância secundária para comparação com o diagrama R-X.
  - **Resumo:** A impedância Z/Loop visto na oscilografia deve ser multiplicado pela proporção da corrente utilizada e depois dividido pelo fator RTP/RTC (5,61875) para chegar ao valor aproximado de impedância secundária e comparar com o diagrama R-X.
- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos.

## 2. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **85-21 (Aid Dist Trip)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste Análise de Perturbação – Teste 3(a)

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 2 (Intermediário)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 01/05/2020

Hora: 08:00

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT, permanecendo energizada a vazio pelo DJ central do terminal A.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – Envio TDD – Atuado
- Terminal A – Envio TDD Mantido - Atuado

- Terminal A – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal A – Bloqueio 86 LP - Atuado
- Terminal B – Recepção TDD - Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15D7 – Atuado
- Terminal B – Trip Geral - Atuado
- Terminal B – Bloqueio 86 LP – Atuado

### **Providências:**

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizado contato com os demais agentes conectados nos terminais A e B, sem qualquer informação de atuação de proteções.

Realizado contato com o ONS, recebendo a informação de que não houve perturbações externas.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

### **Informações da Inspeção na LT:**

Não houve necessidade de inspeção na LT.

### **Observações Técnicas:**

- O terminal líder do religamento automático é o Terminal A, com esquema tripolar e tempo morto de 5 segundos.
- A lógica de EFP do disjuntor central está sendo realizada com um elemento de subcorrente ( $I <$ ), cuja atuação provoca as seguintes ações:
  - Bloqueio do religamento automático;
  - Partida de falha de disjuntor;
  - Atuação de bloqueio da LT (86L);
  - Disparo no disjuntor da barra;
  - Envio de TDD Mantido para o terminal remoto.
- O estado do DJ central está sendo recebido via GOOSE (IEC 61850) para a utilização na lógica de EFP.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **EFP (SR User Alarm 2)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – Teste 1(b)

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 2 (Intermediário)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 19/12/2023

Hora: 17:09

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Não houve atuação do religamento automático.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 21-Z1N Distância Neutro Zona 1
- Terminal A – 21-Z1P Distância Fase Zona 1
- Terminal B – 21-Z1N Distância Neutro Zona 1
- Terminal B – 21-Z1P Distância Fase Zona 1

#### Providências:

Informado o COS-ONS sobre o desligamento e as proteções atuadas.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

#### Informações da Inspeção na LT:

A falta foi localizada a aproximadamente 85 km do terminal A.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento possui causa indeterminada.

#### Observações Técnicas:

- A oscilografia disponibilizada pelo fabricante não permite usar o recurso do diagrama de impedâncias (R-X) do SIGRA, sendo então necessário realizar uma regra de proporcionalidade da corrente para dividir a impedância vista apenas com a medição das correntes (IA-IB-IC). O RTP/RTC (5,61875) deve ser aplicado para chegar na impedância secundária para comparação com o diagrama R-X.
  - **Resumo:** A impedância Z/Loop visto na oscilografia deve ser multiplicado pela proporção da corrente utilizada e depois dividido pelo fator RTP/RTC (5,61875) para chegar ao valor aproximado de impedância secundária e comparar com o diagrama R-X.
- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos.

## 2. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **21/21N (Zona 1)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste Análise de Perturbação – Teste 2(b)

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 2 (Intermediário)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_ / \_\_\_ / \_\_\_\_\_ : \_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 16/09/2021

Hora: 17:17

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Houve atuação do religamento automático sem sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 21 Distância Zona 1 Trifásico
- Terminal A – 21 Distância Zona Acelerada
- Terminal A – 87 Diferencial Fase B
- Terminal B – 21 Distância Zona Acelerada

- Terminal B – 87 Diferencial Fase B
- Terminal B – Proteção de fechamento sob falta (SOFT)

#### **Providências:**

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

#### **Informações da Inspeção na LT:**

A falta foi localizada a aproximadamente 15 km do terminal A.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento foi causado por temporal/vendaval.

#### **Observações Técnicas:**

- As impedâncias calculadas pelas unidades de proteção da LT têm apresentado divergências com os valores calculados pelo leitor de oscilografia, provocando sobrealcançe em algumas perturbações;
- O esquema de religamento automático da LT está configurado para monopolar e tripolar:
  - Monopolar
    - Tempo Morto: 1,0 s
  - Tripolar
    - Líder: Terminal A
    - Tempo Morto: 5,0 s
- Não há necessidade de analisar o **desempenho da proteção no religamento**, apenas verificar o motivo da atuação sem sucesso.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **85-21 (HYBRID POTT)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – Teste 3(b)

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 2 (Intermediário)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 15/09/2020

Hora: 05:24

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT, permanecendo energizada a vazio pelo DJ central do terminal A.

O desligamento ocorreu durante manobra de complementação do vão através do fechamento do disjuntor 15D3 no terminal A.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – Disjuntor 15D3 - Fechado
- Terminal A – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal A – Recepção TDD - Atuado
- Terminal A – Bloqueio 86 LA - Atuado
- Terminal B – Trip Geral - Atuado
- Terminal B – Recepção TDD - Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15D7 – Atuado
- Terminal B – Bloqueio 86 LA - Atuado

#### Providências:

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizado contato com os demais agentes conectados nos terminais A e B, sem qualquer informação de atuação de proteções.

Realizado contato com o ONS, recebendo a informação de que não houve perturbações externas.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

### **Informações da Inspeção na LT:**

A equipe de manutenção proprietária do disjuntor 15D3 informou que houve uma falha envio da sinalização de comando de fechar em andamento para a proteção alternada da LT.

### **Observações Técnicas:**

- O terminal líder do religamento automático é o Terminal A, com esquema tripolar e tempo morto de 5 segundos.
- A lógica de EFP do disjuntor central está sendo realizada com um elemento de subcorrente ( $I <$ ), cuja atuação provoca as seguintes ações:
  - Bloqueio do religamento automático;
  - Partida de falha de disjuntor;
  - Atuação de bloqueio da LT (86L);
  - Disparo no disjuntor da barra;
  - Envio de TDD Mantido para o terminal remoto.
- O estado do DJ central está sendo recebido via GOOSE (IEC 61850) para a utilização na lógica de EFP.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **EFP (SR User Alarm 2)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

**Usuário 3 – Testes 1(a), 2(a), 3(a), 1(b), 2(b) e 3(b):**

## **Documento de Teste** **Análise de Perturbação – Teste 1(a)**

---

### **Informações do Usuário**

Nome: **Usuário 3 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_\_:\_\_\_

## 1. Descrição da Perturbação

Data: 08/09/2021

Hora: 16:05

### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Houve atuação do religamento automático sem sucesso.

### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 21 Distância Zona 1
- Terminal A – 21N Partida Distância de Neutro
- Terminal A – 21 Distância Zona Acelerada
- Terminal B – 21 Distância Zona 1
- Terminal B – 21 Distância Zona Acelerada
- Terminal B – 21N Partida Distância de Neutro

### Providências:

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

### Informações da Inspeção na LT:

A falta foi localizada a aproximadamente 284 km do terminal A.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento foi causado por temporal/vendaval.

### Observações Técnicas:

- As impedâncias calculadas pelas unidades de proteção da LT têm apresentado divergências com os valores calculados pelo leitor de oscilografia, provocando sobrealcançe em algumas perturbações. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, na qual deve-se considerar o valor de impedância do relatório de falta;**
- O esquema de religamento automático da LT está configurado para monopolar e tripolar:
  - Monopolar
    - Tempo Morto: 1,0 s
  - Tripolar
    - Líder: Terminal A
    - Tempo Morto: 5,0 s

- Não há necessidade de analisar o **desempenho da proteção no religamento**, apenas verificar o motivo da atuação sem sucesso.

## 2. Checklist de Análise de Perturbação

1. Avalie se a falta foi interna ou externa.
2. Avalie a Natureza Elétrica da falta.
3. Avalie se a condição de falta foi permanente ou fugitiva.
4. Avalie o desempenho da proteção **21/21N (Zona 1)**.
5. Avalie o tempo total de eliminação da perturbação.
6. Avalie o desempenho do esquema de religamento automático da LT.
7. Avalie a eficácia do desempenho do esquema de religamento automático da LT.

## 3. Dados

- Oscilografias
- Eventos
- Relatórios
- Relatos e informações
- Observações do caso

## 4. Questionário da Análise Preliminar

1. Qual o componente envolvido na ocorrência?
2. Qual o tipo de desligamento observado?
3. Qual o tipo de restabelecimento aplicado?
4. Qual a natureza elétrica da perturbação?
5. Qual a natureza da causa identificada?
6. Qual o tipo de proteção envolvida?
7. Selecione a proteção sob análise (nome ou código)
8. As unidades de proteção operaram de forma idêntica?
9. O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?
10. A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?
11. Qual o tempo total de eliminação da perturbação ( $T_e$ ) em milissegundos (ms)?
12. Houve a partida do esquema de religamento automático?
13. O comando de fechamento foi executado com sucesso?
14. A linha foi energizada com sucesso?

## 5. Análise e Investigação de Ocorrências

Caso seja identificado qualquer indício de falha ou comportamento anômalo no desempenho do sistema de proteção e/ou no esquema de religamento automático, o usuário deverá:

1. Recorrer a todos os recursos disponíveis;
2. Investigar a possível causa raiz da falha observada;
3. Elaborar um plano de ação técnico para correção do problema identificado.

## 6. Classificação Estatística

1. Qual a origem da causa?

2. Qual o equipamento/localização associado à causa?
3. Qual a causa do desligamento?
4. Qual a natureza da causa?
5. Qual a natureza elétrica da perturbação?
6. A falta foi localizada?
7. Qual a distância (em km) do terminal até o ponto da falta?
8. Qual o comprimento total da linha de transmissão?
9. O tempo de eliminação do defeito foi informado?
10. Qual o tempo de eliminação (em milissegundos)?
11. O evento foi bloqueado por restrições operativas/sistêmicas?
12. Qual o terminal envolvido?
13. Qual o esquema de religamento automático aplicado?
14. A atuação do religamento automático foi solicitada?
15. Qual a causa da atuação do religamento automático?
16. Qual o tipo de proteção, atuação e causa registrados?
17. Qual foi a atuação global da proteção por terminal?
18. Qual a causa associada à atuação global?

## 7. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste Análise de Perturbação – Teste 2(a)

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 3 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 01/05/2020

Hora: 08:00

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT, permanecendo energizada a vazio pelo DJ central do terminal A.

**Proteções Atuadas no COS:**

- Terminal A – Envio TDD – Atuado
- Terminal A – Envio TDD Mantido – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal A – Bloqueio 86 LP - Atuado
- Terminal B – Recepção TDD - Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15D7 – Atuado
- Terminal B – Trip Geral - Atuado
- Terminal B – Bloqueio 86 LP – Atuado

**Providências:**

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizado contato com os demais agentes conectados nos terminais A e B, sem qualquer informação de atuação de proteções.

Realizado contato com o ONS, recebendo a informação de que não houve perturbações externas.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

**Informações da Inspeção na LT:**

Não houve necessidade de inspeção na LT.

**Observações Técnicas:**

- O terminal líder do religamento automático é o Terminal A, com esquema tripolar e tempo morto de 5 segundos.
- A lógica de EFP do disjuntor central está sendo realizada com um elemento de subcorrente ( $I<$ ), cuja atuação provoca as seguintes ações:
  - Bloqueio do religamento automático;
  - Partida de falha de disjuntor;
  - Atuação de bloqueio da LT (86L);
  - Disparo no disjuntor da barra;
  - Envio de TDD Mantido para o terminal remoto.
- O estado do DJ central está sendo recebido via GOOSE (IEC 61850) para a utilização na lógica de EFP.

## 2. Checklist de Análise de Perturbação

1. Avalie se a falta foi interna ou externa.
2. Avalie a Natureza Elétrica da falta.
3. Avalie se a condição de falta foi permanente ou fugitiva.
4. Avalie o desempenho da proteção **EFP (SR User Alarm 2)**.
5. Avalie o tempo total de eliminação da perturbação.
6. Avalie o desempenho do esquema de religamento automático da LT.
7. Avalie a eficácia do desempenho do esquema de religamento automático da LT.

## 3. Dados

- Oscilografias
- Eventos
- Relatórios
- Relatos e informações
- Observações do caso

## 4. Questionário da Análise Preliminar

1. Qual o componente envolvido na ocorrência?
2. Qual o tipo de desligamento observado?
3. Qual o tipo de restabelecimento aplicado?
4. Qual a natureza elétrica da perturbação?
5. Qual a natureza da causa identificada?
6. Qual o tipo de proteção envolvida?
7. Selecione a proteção sob análise (nome ou código)
8. As unidades de proteção operaram de forma idêntica?
9. O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?
10. A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?
11. Qual o tempo total de eliminação da perturbação ( $T_e$ ) em milissegundos (ms)?
12. Houve a partida do esquema de religamento automático?
13. O comando de fechamento foi executado com sucesso?
14. A linha foi energizada com sucesso?

## 5. Análise e Investigação de Ocorrências

Caso seja identificado qualquer indício de falha ou comportamento anômalo no desempenho do sistema de proteção e/ou no esquema de religamento automático, o usuário deverá:

1. Recorrer a todos os recursos disponíveis;
2. Investigar a possível causa raiz da falha observada;
3. Elaborar um plano de ação técnico para correção do problema identificado.

## 6. Classificação Estatística

1. Qual a origem da causa?
2. Qual o equipamento/localização associado à causa?
3. Qual a causa do desligamento?
4. Qual a natureza da causa?

5. Qual a natureza elétrica da perturbação?
6. A falta foi localizada?
7. Qual a distância (em km) do terminal até o ponto da falta?
8. Qual o comprimento total da linha de transmissão?
9. O tempo de eliminação do defeito foi informado?
10. Qual o tempo de eliminação (em milissegundos)?
11. O evento foi bloqueado por restrições operativas/sistêmicas?
12. Qual o terminal envolvido?
13. Qual o esquema de religamento automático aplicado?
14. A atuação do religamento automático foi solicitada?
15. Qual a causa da atuação do religamento automático?
16. Qual o tipo de proteção, atuação e causa registrados?
17. Qual foi a atuação global da proteção por terminal?
18. Qual a causa associada à atuação global?

## 7. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste Análise de Perturbação – Teste 3(a)

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 3 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 21/05/2024

Hora: 09:04

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 230 kV A-B C1 pela abertura apenas do disjuntor no terminal B. Não houve atuação do religamento automático da LT.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal B – 67NI Trip Sobrecorrente Direcional Neutro Instantânea
- Terminal B – Trip Fase A
- Terminal B – Trip Fase B
- Terminal B – Trip Fase C

#### **Providências:**

- Informado o COS-ONS sobre o desligamento de uma LT externa.
- Autorizado pelo COS-ONS a recomposição da LT, sendo religado o terminal B com sucesso.

#### **Informações da Inspeção na LT:**

Não houve necessidade de inspecionar a LT.

#### **Observações Técnicas:**

- Não houve registro de oscilografias pelos RDPs;
- Houve a atuação de proteção apenas da unidade de proteção principal do terminal B;
- Nas unidades de proteção alternada (UPD2) dos dois terminais verificou-se sinais de atuação de perda de potencial (*FUFSPVC*). **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, no qual deve-se desconsiderar completamente seus efeitos;**
- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos;
- Um chamado foi aberto junto ao fabricante, no qual obteve-se esclarecimentos sobre o desempenho do esquema de religamento automático.

#### **2. Checklist de Análise de Perturbação**

1. Avalie se a falta foi interna ou externa.
2. Avalie a Natureza Elétrica da falta.
3. Avalie se a condição de falta foi permanente ou fugitiva.
4. Avalie o desempenho da proteção **85-67N**.
5. Avalie o tempo total de eliminação da perturbação.
6. Avalie o desempenho do esquema de religamento automático da LT.
7. Avalie a eficácia do desempenho do esquema de religamento automático da LT.

#### **3. Dados**

- Oscilografias
- Eventos

- Relatórios
- Relatos e informações
- Observações do caso

#### 4. Questionário da Análise Preliminar

1. Qual o componente envolvido na ocorrência?
2. Qual o tipo de desligamento observado?
3. Qual o tipo de restabelecimento aplicado?
4. Qual a natureza elétrica da perturbação?
5. Qual a natureza da causa identificada?
6. Qual o tipo de proteção envolvida?
7. Selecione a proteção sob análise (nome ou código)
8. As unidades de proteção operaram de forma idêntica?
9. O desligamento da LT ocorreu de forma esperada?
10. A proteção sob análise partiu e operou conforme previsto no estudo de proteção?
11. Qual o tempo total de eliminação da perturbação ( $T_e$ ) em milissegundos (ms)?
12. Houve a partida do esquema de religamento automático?
13. O comando de fechamento foi executado com sucesso?
14. A linha foi energizada com sucesso?

#### 5. Análise e Investigação de Ocorrências

Caso seja identificado qualquer indício de falha ou comportamento anômalo no desempenho do sistema de proteção e/ou no esquema de religamento automático, o usuário deverá:

1. Recorrer a todos os recursos disponíveis;
2. Investigar a possível causa raiz da falha observada;
3. Elaborar um plano de ação técnico para correção do problema identificado.

#### 6. Classificação Estatística

1. Qual a origem da causa?
2. Qual o equipamento/localização associado à causa?
3. Qual a causa do desligamento?
4. Qual a natureza da causa?
5. Qual a natureza elétrica da perturbação?
6. A falta foi localizada?
7. Qual a distância (em km) do terminal até o ponto da falta?
8. Qual o comprimento total da linha de transmissão?
9. O tempo de eliminação do defeito foi informado?
10. Qual o tempo de eliminação (em milissegundos)?
11. O evento foi bloqueado por restrições operativas/sistêmicas?
12. Qual o terminal envolvido?
13. Qual o esquema de religamento automático aplicado?
14. A atuação do religamento automático foi solicitada?
15. Qual a causa da atuação do religamento automático?
16. Qual o tipo de proteção, atuação e causa registrados?

17. Qual foi a atuação global da proteção por terminal?

18. Qual a causa associada à atuação global?

## 7. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste Análise de Perturbação – **Teste 1(b)**

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 3 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 01/12/2023

Hora: 13:57

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Houve atuação do religamento automático sem sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 21 Distância Zona 1
- Terminal A – 21 Distância Zona Acelerada
- Terminal A – 87 Diferencial
- Terminal A – 87 Diferencial Fase A
- Terminal A – 21 Distância Fase A Zona 1
- Terminal B – 21 Distância Zona 1
- Terminal B – 21 Distância Zona Acelerada
- Terminal B – 87 Diferencial
- Terminal B – 87 Diferencial Fase A
- Terminal B – 21 Distância Fase A Zona 1

**Providências:**

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

**Informações da Inspeção na LT:**

A falta foi localizada a aproximadamente 277 km do terminal A.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento foi causado por vento forte.

**Observações Técnicas:**

- As impedâncias calculadas pelas unidades de proteção da LT têm apresentado divergências com os valores calculados pelo leitor de oscilografia, provocando sobrealcance em algumas perturbações. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, na qual deve-se considerar o valor de impedância do relatório de falta;**
- O esquema de religamento automático da LT está configurado para monopolar e tripolar:
  - Monopolar
    - Tempo Morto: 1,0 s
  - Tripolar
    - Líder: Terminal A
    - Tempo Morto: 5,0 s
- Não há necessidade de analisar o **desempenho da proteção no religamento**, apenas verificar o motivo da atuação sem sucesso.

**2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **21/21N**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – **Teste 2(b)**

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 3 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 15/09/2020

Hora: 05:24

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT, permanecendo energizada a vazão pelo DJ central do terminal A.

O desligamento ocorreu durante manobra de complementação do vão através do fechamento do disjuntor 15D3 no terminal A.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – Disjuntor 15D3 - Fechado
- Terminal A – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal A – Recepção TDD - Atuado
- Terminal A – Bloqueio 86 LA - Atuado
- Terminal B – Trip Geral - Atuado
- Terminal B – Recepção TDD - Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15D7 – Atuado
- Terminal B – Bloqueio 86 LA - Atuado

#### Providências:

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizado contato com os demais agentes conectados nos terminais A e B, sem qualquer informação de atuação de proteções.

Realizado contato com o ONS, recebendo a informação de que não houve perturbações externas.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

### **Informações da Inspeção na LT:**

A equipe de manutenção proprietária do disjuntor 15D3 informou que houve uma falha envio da sinalização de comando de fechar em andamento para a proteção alternada da LT.

### **Observações Técnicas:**

- O terminal líder do religamento automático é o Terminal A, com esquema tripolar e tempo morto de 5 segundos.
- A lógica de EFP do disjuntor central está sendo realizada com um elemento de subcorrente ( $I <$ ), cuja atuação provoca as seguintes ações:
  - Bloqueio do religamento automático;
  - Partida de falha de disjuntor;
  - Atuação de bloqueio da LT (86L);
  - Disparo no disjuntor da barra;
  - Envio de TDD Mantido para o terminal remoto.
- O estado do DJ central está sendo recebido via GOOSE (IEC 61850) para a utilização na lógica de EFP.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **EFP (SR User Alarm 2)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – **Teste 3(b)**

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 3 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 1

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 19/12/2024

Hora: 05:48

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 230 kV A-B C1 pela abertura apenas do disjuntor no terminal A. Houve atuação do religamento automático com sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 67NI Trip Sobrecorrente Direcional Neutro Instantânea
- Terminal A – Trip Fase A
- Terminal A – Trip Fase B
- Terminal A – Trip Fase C

#### Providências:

- Informado o COS-ONS sobre a ocorrência e as proteções atuadas.
- Informado pelo COS-ONS que no momento da ocorrência houve desligamentos automáticos de outras LTs externas.

#### Informações da Inspeção na LT:

Não houve necessidade de inspecionar a LT.

#### Observações Técnicas:

- Os registros da unidade de proteção alternada (UPD2) do terminal A foram acidentalmente deletados. **Por esse motivo, deve-se considerar que o comportamento foi idêntico ao da unidade de proteção principal (UPC1) para fins deste teste;**

- O terminal B não abriu por ausência de recepção de sinal de TDD. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, o qual deve apenas mencionar este fato nos relatórios finais;**
- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos;
- Um chamado foi aberto junto ao fabricante, no qual obteve-se esclarecimentos sobre o desempenho da proteção 85-67N.

## 2. Documentos Finais

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **85-67N**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

**Usuário 4 – Testes 1(a), 2(a), 3(a), 1(b), 2(b) e 3(b):**

## Documento de Teste Análise de Perturbação – **Teste 1(a)**

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 4 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 2

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 08/09/2021

Hora: 16:05

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Houve atuação do religamento automático sem sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 21 Distância Zona 1

- Terminal A – 21N Partida Distância de Neutro
- Terminal A – 21 Distância Zona Acelerada
- Terminal B – 21 Distância Zona 1
- Terminal B – 21 Distância Zona Acelerada
- Terminal B – 21N Partida Distância de Neutro

#### **Providências:**

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

#### **Informações da Inspeção na LT:**

A falta foi localizada a aproximadamente 284 km do terminal A.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento foi causado por temporal/vendaval.

#### **Observações Técnicas:**

- As impedâncias calculadas pelas unidades de proteção da LT têm apresentado divergências com os valores calculados pelo leitor de oscilografia, provocando sobrealcançe em algumas perturbações. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, na qual deve-se considerar o valor de impedância do relatório de falta;**
- O esquema de religamento automático da LT está configurado para monopolar e tripolar:
  - Monopolar
    - Tempo Morto: 1,0 s
  - Tripolar
    - Líder: Terminal A
    - Tempo Morto: 5,0 s
- Não há necessidade de analisar o **desempenho da proteção no religamento**, apenas verificar o motivo da atuação sem sucesso.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **21/21N (Zona 1)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – **Teste 2(a)**

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 4 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 2

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 01/05/2020

Hora: 08:00

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT, permanecendo energizada a vazio pelo DJ central do terminal A.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – Envio TDD – Atuado
- Terminal A – Envio TDD Mantido – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal A – Bloqueio 86 LP - Atuado
- Terminal B – Recepção TDD - Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15D7 – Atuado
- Terminal B – Trip Geral - Atuado
- Terminal B – Bloqueio 86 LP – Atuado

#### Providências:

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizado contato com os demais agentes conectados nos terminais A e B, sem qualquer informação de atuação de proteções.

Realizado contato com o ONS, recebendo a informação de que não houve perturbações externas.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

### **Informações da Inspeção na LT:**

Não houve necessidade de inspeção na LT.

### **Observações Técnicas:**

- O terminal líder do religamento automático é o Terminal A, com esquema tripolar e tempo morto de 5 segundos.
- A lógica de EFP do disjuntor central está sendo realizada com um elemento de subcorrente ( $I<$ ), cuja atuação provoca as seguintes ações:
  - Bloqueio do religamento automático;
  - Partida de falha de disjuntor;
  - Atuação de bloqueio da LT (86L);
  - Disparo no disjuntor da barra;
  - Envio de TDD Mantido para o terminal remoto.
- O estado do DJ central está sendo recebido via GOOSE (IEC 61850) para a utilização na lógica de EFP.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **EFP (SR User Alarm 2)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## **Documento de Teste** **Análise de Perturbação – Teste 3(a)**

---

### **Informações do Usuário**

Nome: **Usuário 4 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 2

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### **1. Descrição da Perturbação**

Data: 21/05/2024

Hora: 09:04

**Resumo:**

Desligamento automático da LT 230 kV A-B C1 pela abertura apenas do disjuntor no terminal B. Não houve atuação do religamento automático da LT.

**Proteções Atuadas no COS:**

- Terminal B – 67NI Trip Sobrecorrente Direcional Neutro Instantânea
- Terminal B – Trip Fase A
- Terminal B – Trip Fase B
- Terminal B – Trip Fase C

**Providências:**

- Informado o COS-ONS sobre o desligamento de uma LT externa.
- Autorizado pelo COS-ONS a recomposição da LT, sendo religado o terminal B com sucesso.

**Informações da Inspeção na LT:**

Não houve necessidade de inspecionar a LT.

**Observações Técnicas:**

- Não houve registro de oscilografias pelos RDPs;
- Houve a atuação de proteção apenas da unidade de proteção principal do terminal B;
- Nas unidades de proteção alternada (UPD2) dos dois terminais verificou-se sinais de atuação de perda de potencial (*FUFSPVC*). **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, no qual deve-se desconsiderar completamente seus efeitos;**
- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos;
- Um chamado foi aberto junto ao fabricante, no qual obteve-se esclarecimentos sobre o desempenho do esquema de religamento automático.

**2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **85-67N**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Documento de Teste

### Análise de Perturbação – Teste 1(b)

---

#### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 4 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 2

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

#### 1. Descrição da Perturbação

Data: 02/12/2020

Hora: 15:12

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT. Houve atuação do religamento automático sem sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 85 Transmissão TDD Fase C
- Terminal A – 85 Transmissão TDD Fase B
- Terminal A – 85 Transmissão TDD Fase A
- Terminal A – 85 Transmissão TDD
- Terminal A – 87 Diferencial Fase C
- Terminal A – 87 Diferencial Fase B
- Terminal A – 87 Diferencial Fase A
- Terminal B – 85 Transmissão TDD Fase C
- Terminal B – 85 Transmissão TDD Fase B
- Terminal B – 85 Transmissão TDD Fase A
- Terminal B – 21 Distância Zona 1
- Terminal B – 21 Distância Fase C Zona 1
- Terminal B – 21 Distância Zona Acelerada
- Terminal B – 87 Diferencial Fase C
- Terminal B – 87 Diferencial Fase B
- Terminal B – 87 Diferencial Fase A

#### Providências:

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

### **Informações da Inspeção na LT:**

A falta foi localizada a aproximadamente 346 km do terminal A.

A partir da localização da falta, das evidências da inspeção e das condições climáticas, identificou-se que o desligamento foi causado por temporal/vendaval.

### **Observações Técnicas:**

- Não houve registro de oscilografia pela unidade de proteção alternada (UPD2Z) do terminal B. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, a qual deve considerar a operação idêntica a proteção principal (UPD1Z);**
- As impedâncias calculadas pelas unidades de proteção da LT têm apresentado divergências com os valores calculados pelo leitor de oscilografia, provocando sobrealcançe em algumas perturbações. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, na qual deve-se considerar o valor de impedância do relatório de falta;**
- O esquema de religamento automático da LT está configurado para monopolar e tripolar:
  - Monopolar
    - Tempo Morto: 1,0 s
  - Tripolar
    - Líder: Terminal A
    - Tempo Morto: 5,0 s
- Não há necessidade de analisar o **desempenho da proteção no religamento**, apenas verificar o motivo da atuação sem sucesso.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **21/21N**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Análise de Perturbação – Teste 2(b)

---

### Informações do Usuário

Nome: **Usuário 4 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 2

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 15/09/2020

Hora: 05:24

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 500 kV A-B C2 pela abertura dos disjuntores nos dois terminais da LT, permanecendo energizada a vazio pelo DJ central do terminal A.

O desligamento ocorreu durante manobra de complementação do vão através do fechamento do disjuntor 15D3 no terminal A.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – Disjuntor 15D3 - Fechado
- Terminal A – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal A – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal A – Recepção TDD - Atuado
- Terminal A – Bloqueio 86 LA - Atuado
- Terminal B – Trip Geral - Atuado
- Terminal B – Recepção TDD - Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15C2 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase A 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase B 15D7 – Atuado
- Terminal B – Disparo Fase C 15D7 – Atuado
- Terminal B – Bloqueio 86 LA - Atuado

#### Providências:

Informado o COS-ONS sobre o desligamento, as proteções atuadas e disponibilizada a LT.

Realizado contato com os demais agentes conectados nos terminais A e B, sem qualquer informação de atuação de proteções.

Realizado contato com o ONS, recebendo a informação de que não houve perturbações externas.

Realizada a recomposição da LT com sucesso após autorização do COS-ONS.

### **Informações da Inspeção na LT:**

A equipe de manutenção proprietária do disjuntor 15D3 informou que houve uma falha envio da sinalização de comando de fechar em andamento para a proteção alternada da LT.

### **Observações Técnicas:**

- O terminal líder do religamento automático é o Terminal A, com esquema tripolar e tempo morto de 5 segundos.
- A lógica de EFP do disjuntor central está sendo realizada com um elemento de subcorrente ( $I<$ ), cuja atuação provoca as seguintes ações:
  - Bloqueio do religamento automático;
  - Partida de falha de disjuntor;
  - Atuação de bloqueio da LT (86L);
  - Disparo no disjuntor da barra;
  - Envio de TDD Mantido para o terminal remoto.
- O estado do DJ central está sendo recebido via GOOSE (IEC 61850) para a utilização na lógica de EFP.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **EFP (SR User Alarm 2)**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## Informações do Usuário

Nome: **Usuário 4 (Avançado)**

Empresa: Fictícia 2

Data/Hora: \_\_\_/\_\_\_/\_\_\_\_ \_\_:\_\_\_

### 1. Descrição da Perturbação

Data: 19/12/2024

Hora: 05:48

#### Resumo:

Desligamento automático da LT 230 kV A-B C1 pela abertura apenas do disjuntor no terminal A. Houve atuação do religamento automático com sucesso.

#### Proteções Atuadas no COS:

- Terminal A – 67NI Trip Sobrecorrente Direcional Neutro Instantânea
- Terminal A – Trip Fase A
- Terminal A – Trip Fase B
- Terminal A – Trip Fase C

#### Providências:

- Informado o COS-ONS sobre a ocorrência e as proteções atuadas.
- Informado pelo COS-ONS que no momento da ocorrência houve desligamentos automáticos de outras LTs externas.

#### Informações da Inspeção na LT:

Não houve necessidade de inspecionar a LT.

#### Observações Técnicas:

- Os registros da unidade de proteção alternada (UPD2) do terminal A foram acidentalmente deletados. **Por esse motivo, deve-se considerar que o comportamento foi idêntico ao da unidade de proteção principal (UPC1) para fins deste teste;**
- O terminal B não abriu por ausência de recepção de sinal de TDD. **Essa condição já é conhecida e não deve ser tratada neste teste, o qual deve apenas mencionar este fato nos relatórios finais;**

- O esquema de religamento automático está configurado para o terminal A como líder, de forma tripolar e com tempo morto de 5 segundos;
- Um chamado foi aberto junto ao fabricante, no qual obteve-se esclarecimentos sobre o desempenho da proteção 85-67N.

## **2. Documentos Finais**

O usuário deverá apresentar com foco na proteção **85-67N**:

- A resposta do SIPER referente ao desligamento analisado;
- Nos casos de atuação não correta, deve apresentar de forma sucinta e direta:
  - A causa raiz identificada;
  - Um plano de ação com as atividades corretivas propostas (Máximo 4 meses).

## APÊNDICE L – RESULTADOS DOS TESTES

O capítulo 5 de resultados e discussões, apresenta de forma sumarizada diversos aspectos avaliados em formato de gráficos e percepções, cujas fontes dos dados são apresentadas neste apêndice.

Com relação as percepções dos usuários, apresenta-se todas as respostas dos usuários para os questionários preliminar, específico dos testes e de validação nas Tabelas 01 a 04.

Com relação as pontuações do avaliador, apresenta-se todos os resultados por critério, teste e usuário nas Tabelas 05 a 12.

**Tabela 01 – Respostas do questionário preliminar por usuário**

Número	Pergunta	U1	U2	U3	U4
1	A empresa que você trabalha atua em qual ramo?	Geração, Transmissão	Geração, Transmissão	Geração, Transmissão	Geração, Transmissão
2	Você atua em qual área da empresa?	Operação, Manutenção	Manutenção	Manutenção	Operação, Manutenção
3	Você atua ou atuou em alguma etapa do atendimento e análise de ocorrências?	Sim	Sim	Sim	Sim
4	Qual seu tempo de experiência em atendimento e análise de ocorrências?	Até 3 anos	Até 5 anos	Até 3 anos	Até 3 anos
5	Qual etapa você tem mais atuação?	Elaboração de relatórios de análise de ocorrências	Suporte Técnico	Elaboração de relatórios de análise de ocorrências	Suporte Técnico
6	Que tipos de recursos / ferramentas você utilizada no seu dia a dia? Selecione todos que você usa no cotidiano.	Leitor / analisador de oscilografias (SIGRA / Synchronwave Event / Análise / Outros), Softwares para acesso e configuração de IEDs, Sistemas supervisórios	Leitor / analisador de oscilografias (SIGRA / Synchronwave Event / Análise / Outros)	Leitor / analisador de oscilografias (SIGRA / Synchronwave Event / Análise / Outros), Softwares para acesso e configuração de IEDs, Sistemas supervisórios	Leitor / analisador de oscilografias (SIGRA / Synchronwave Event / Análise / Outros), Softwares para acesso e configuração de IEDs, Sistemas supervisórios
7	Na sua empresa vocês possuem documentações com lições aprendidas e/ou base de conhecimento dos especialistas para a utilização nas rotinas de atendimento e análise de ocorrências?	Sim	Não	Sim	Não
8	Você sente falta de uma ferramenta para te auxiliar a ser mais ágil na análise?	Sim	Sim	Sim	Sim
9	Você utilizaria um assistente virtual dedicado para análise de ocorrências?	Sim	Não	Sim	Não

10	Quais atividades você utilizaria um assistente para te auxiliar?	Verificação de histórico de ocorrências, Apoio em análises complexas, Agilidade nos processos regulatórios (SIPER/SGP), Desenvolvimento de soluções e plano de ação	Verificação de histórico de ocorrências	Verificação de histórico de ocorrências, Agilidade nos processos regulatórios (SIPER/SGP), Desenvolvimento de soluções e plano de ação, Verificação de histórico de problemas comuns em IEDs de fabricantes específicos	Verificação de histórico de ocorrências, Apoio em análises complexas, Agilidade nos processos regulatórios (SIPER/SGP), Desenvolvimento de soluções e plano de ação
11	De 1 a 10, qual a probabilidade de você inserir na sua rotina um assistente virtual que tivesse as ferramentas da pergunta anterior?	10	9	10	10

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 02 – Respostas do questionário dos testes por usuário (parte 1)**

Número	Pergunta	U1	U2	U3	U4
1	Teste 1(a) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim	Sim	Sim	Sim
2	Teste 1(a) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	10	10	9	9
3	Teste 1(a) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	7	5	7	7
4	Teste 1(a) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Não	Não	Não	Sim
5	Teste 1(a) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	8	7	8	5
6	Teste 1(b) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim	Sim	Sim	Sim
7	Teste 1(b) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	10	9	8	9
8	Teste 1(b) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	9	8	9	7
9	Teste 1(b) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Não	Não	Não	Sim
10	Teste 1(b) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	9	8	9	5
11	Teste 2(a) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim	Sim	Sim	Sim
12	Teste 2(a) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	9	9	6	2
13	Teste 2(a) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	9	7	7	3
14	Teste 2(a) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Não	Não	Não	Não
15	Teste 2(a) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução	8	7	7	3

	proposta por você nesta ocorrência?				
16	Teste 2(b) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim	Sim	Sim	Sim
17	Teste 2(b) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	9	8	6	2
18	Teste 2(b) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	9	8	8	7
19	Teste 2(b) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Não	Não	Não	Sim
20	Teste 2(b) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	8	8	8	7
21	Teste 3(a) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim	Sim	Sim	Sim
22	Teste 3(a) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	2	8	7	7
23	Teste 3(a) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	8	5	10	4
24	Teste 3(a) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Sim	Não	Sim	Não
25	Teste 3(a) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	8	5	10	4
26	Teste 3(b) - Os dados fornecidos foram suficientes para a execução da análise?	Sim	Sim	Sim	Sim
27	Teste 3(b) - De 1 a 10, qual o nível de similaridade desta ocorrência com outras que você tem experiência em analisar?	2	8	7	6
28	Teste 3(b) - De 1 a 10, qual o nível de confiança na sua análise desta ocorrência?	8	8	10	6
29	Teste 3(b) - O tempo máximo fornecido para análise foi adequado?	Sim	Não	Sim	Não
30	Teste 3(b) - De 1 a 10, qual o nível de segurança na solução proposta por você nesta ocorrência?	8	8	10	7
31	Você sente falta de um procedimento bem definido para a análise de ocorrências?	Sim, pois sem método eu sempre acabo esquecendo alguma parte	Sim, pois sem método eu sempre acabo esquecendo alguma parte	Não, eu já tenho um método próprio e/ou da empresa	Sim, pois sem método eu sempre acabo esquecendo alguma parte
32	Como você avalia a facilidade de uso do formulário durante a aplicação do procedimento de análise?  Observação: Esta pergunta deve ser respondida apenas pelos usuários 1 e 3 que utilizaram o formulário como ferramenta de apoio durante os testes sem assistente virtual.	9	8	8	
33	Como você avalia a facilidade de uso do assistente virtual na análise de ocorrências?	10	9	9	10

<b>34</b>	Nos testes com uso do assistente virtual você seguiu um procedimento próprio usando a ferramenta como apoio?	Sim, eu tenho meu método	Não, eu acompanhei o método da ferramenta	Não, eu acompanhei o método da ferramenta	Não, eu acompanhei o método da ferramenta
<b>35</b>	Qual o nível de semelhança entre a experiência com o software e o suporte que você teria de um consultor humano experiente?	4	8	7	8
<b>36</b>	Qual o nível de aprendizado de novas técnicas de análise e/ou experiências anteriores durante o uso do assistente virtual?	10	8	10	10
<b>37</b>	Qual sua percepção de valor sobre a base de conhecimento com análise guiada disponível para a consulta e orientação em casos de investigação?	10	7	10	10
<b>38</b>	Qual o seu nível de satisfação com a qualidade das ferramentas adicionais (causa raiz, auxílio na tomada de decisão e plano de ação) disponíveis no assistente virtual?	4	8	8	10
<b>39</b>	Você utilizaria o assistente virtual como uma ferramenta de educação, realizando simulados de análise para o aperfeiçoamento contínuo da prática profissional?	Sim	Talvez	Sim	Sim
<b>40</b>	Você identificou aumento no seu nível de confiança durante a análise e definição das soluções propostas?	Sim	Sim	Sim	Sim
<b>41</b>	Você se sente mais confiante para realizar análise de ocorrência utilizando um procedimento previamente definido?	Sim	Sim	Sim	Sim
<b>42</b>	Você sentiu uma melhora na fluidez da análise da ocorrência com o uso do assistente virtual e do procedimento?	Sim	Sim	Sim	Sim
<b>43</b>	Você acredita que haveria redução no nível de estresse e/ou sensação de pressão com o uso do assistente virtual como um copiloto?	Sim	Sim	Não	Sim
<b>44</b>	Qual o seu nível de satisfação com a qualidade das respostas do assistente virtual?	10	7	8	10
<b>45</b>	Na sua opinião, o procedimento atende as suas necessidades na análise de ocorrências?	10	9	9	10
<b>46</b>	Qual o seu nível de satisfação com a ferramenta de apoio a tomada de decisão do assistente virtual?	8	7	7	8
<b>47</b>	Qual o seu nível de satisfação com o plano de ação gerado pelo assistente virtual?	10	7	8	7

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 03 – Respostas do questionário dos testes por usuário (parte 2)**

Usuários	48 - Deixe aqui seu feedback geral da experiência, dos prós e contras do procedimento e do assistente virtual e de quais aplicações práticas você enxerga que as ferramentas se tornam úteis.
U1	<p><i>“Com relação ao tempo para as análises, achei necessário que seja maior, devido a problemas de lentidão em softwares auxiliares (SIGRA por exemplo) e devido ao tempo gasto com a busca nas listas suspensas do assistente virtual.</i></p> <p><i>Algumas limitações do assistente virtual como, por exemplo, as listas suspensas não realizarem nenhum tipo de filtro para facilitar a análise/seleção das opções disponíveis e as opções não poderem ser alteradas após a seleção, acabaram diminuindo a otimização da análise (tempo).</i></p> <p><i>Falando da experiência com um todo, achei extremamente positiva, ambos os métodos utilizados para guiar a análise foram muito úteis, principalmente na atenção à detalhes que podem passar despercebidos durante a análise. Sendo que o assistente virtual se demonstrou mais eficiente que o procedimento, devido à base de dados integrada.</i></p> <p><i>A utilização da base de conhecimento como ferramenta guia na análise da proteção foi a parte que mais me interessou, servindo com um ótimo acervo para estudos de proteção e criação de planos de ação baseados nas lições aprendidas e boas práticas.”</i></p>
U2	<p><i>“Algumas respostas foram influenciadas pelo tempo disponível durante os testes. Porém acredito que o assistente pode alcançar índices melhores, sendo muito mais assertivo depois de melhor desenvolvido e aperfeiçoado. No teste, tive o sentimento que o suporte durante análise e na formulação da resposta do SIPER foi mais efetivo que as ferramentas de plano de ação e determinação da causa raiz.”</i></p>
U3	<p><i>“O fato de utilizar a base de conhecimento histórica e expor casos com similaridade acelera muito a investigação e definições de análises preliminares. A ferramenta de plano de ação também agrega bastante valor, para os casos de levar os problemas ao patamar gerencial.</i></p> <p><i>Para o uso no formato do teste aplicado, com tempo cronometrado para resposta SIPER e plano de ação, não vi qualidade em usar o método Ishikawa ou 5 porquês, no entanto eles auxiliam durante uma análise em ambiente de pós-operação ou onde o recurso de tempo não é um fator crítico.</i></p> <p><i>Creio que o que mais afetou o tempo dos testes 1-b e 2-b foi a familiaridade com a ferramenta. No teste 3-b, por conta dos 2 usos anteriores, já tive mais fluidez nas decisões.</i></p> <p><i>Necessários filtros textuais nas opções com seleção para elaborar a resposta do SIPER, pois são muitos campos a serem lidos/pesquisados.</i></p> <p><i>Aplicação prática para relatórios/respostas após ocorrência inicial, em ambiente de pós-operação e possíveis planos para interfaces técnico-gerenciais na correção de problemas. Após disseminação do uso da ferramenta e treinamento para uso, pode-se avaliar no futuro um “módulo” para atendimento em tempo-real.”</i></p>
U4	<p><i>“Vou elencar alguns pontos que acredito que sejam importantes da minha experiência de análise de ocorrências com e sem o assistente virtual:</i></p> <ol style="list-style-type: none"> <li><i>1) Uma análise de ocorrência em que já se parte com um procedimento definido é extremamente mais objetiva do que uma análise feita sem procedimento definido. Com o assistente virtual em que se pode comparar com casos antigos e ainda consultar uma base técnica, além da objetividade, a qualidade da análise também melhora. Acredito que esses são os grandes pontos fortes que percebi;</i></li> <li><i>2) O assistente realmente diminuiu muito a pressão sobre o analista, pois a preocupação com o tempo de análise foi muito menor na segunda etapa de testes. Como o assistente já escreve parte das respostas, o analista tem mais tempo para focar no principal que é a análise e resolução do problema em si;</i></li> <li><i>3) Ao meu ver, os tempos dados para as análises e respostas não foram suficientes para realmente focar nas ferramentas de apoio na tomada de decisão e geração de um plano de ação, o que pode ter prejudicado o resultado nesse quesito. Porém, vejo que tais ferramentas seriam muito úteis no “mundo real”, principalmente quando a solução do problema em questão não é somente um simples reajuste de parâmetro e sim uma gama de possibilidades que podem ter custos e tempos diferentes. Além disso, como o procedimento considera um PDCA, a análise da ocorrência não morre quando o analista descobre o que gerou o problema (o que é costumeiro até mesmo para empresas donas dos ativos que tem mais poder sobre o que é realizado) e sim quando implementa a solução estimada e verifica se tal solução teve sucesso ou não;</i></li> <li><i>4) Um ponto de melhoria no assistente: quando existe a possibilidade do analista escolher alguma opção em uma lista, uma busca onde se pode buscar por palavras seria interessante. Algo como um “Contém: [espaço livre]”;</i></li> </ol> <p><i>Em resumo, gostei bastante de utilizar o procedimento e o assistente e seria algo que eu adotaria no meu dia-a-dia sem hesitar, pois é de fácil uso, prático e não traz mais dificuldades ao analista que já tem dificuldades o suficiente nas suas análises de ocorrências.”</i></p>

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 04 – Respostas do questionário de validação por usuário**

Número	Pergunta	U1	U2	U3	U4
1	Você concorda com as avaliações e percepções apresentadas pelo avaliador?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
2	Você concorda que o uso do assistente virtual gera o aumento no tempo de análise de perturbações?	Concordo	Não concordo	Concordo	Concordo
3	Você concorda que o uso do assistente virtual gera aumento nas dúvidas dos usuários pelo fato de fornecer mais documentos e ferramentas?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
4	Você concorda que a resposta semiautomática do SIPER gera comodidade e prejudica a qualidade dos relatórios?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
5	Você concorda que os modelos de plano de ação do assistente virtual tornam esta atividade mais rápida e efetiva?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
6	Você concorda que as atividades de análise de perturbações exigem um procedimento bem definido?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
7	Você concorda que o procedimento proposto provoca melhora da confiança do usuário na execução de suas atividades?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
8	Você recomendaria a implementação do procedimento proposto na sua empresa?	Sim	Sim	Sim	Sim
9	Você concorda que a base de conhecimento e os <i>checklists</i> são ferramentas de aprendizado contínuo?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
10	Você concorda com o uso do assistente virtual como ferramenta educacional?	Concordo	Não concordo	Concordo	Concordo
11	Você concorda que as ferramentas auxiliares (causa raiz, viabilidade e plano de ação) são aplicáveis na sua rotina?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
12	Você concorda que as ferramentas auxiliares (causa raiz, viabilidade e plano de ação) exigem tempo hábil e experiência técnica do usuário para serem usadas com eficácia?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
13	Você concorda que as melhorias do assistente virtual irão impactar na qualidade e agilidade da utilização?	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo
14	Você considera a interface com o usuário um ponto crucial para a adesão ao uso do assistente virtual?	Sim	Sim	Sim	Sim
15	Você concorda que o assistente virtual gera	Concordo	Concordo	Concordo	Concordo

	melhora na fluidez do trabalho?				
16	Qual(is) a(s) sua(s) ferramenta(s) preferida(s) no assistente virtual?  Observação: pode selecionar múltiplas opções.	Questionário Preliminar, Análise Preliminar - Definição dos Cenários, Análise Preliminar - Busca do histórico de perturbações e relatórios, Base de Conhecimento e <i>Checklist</i> de Análise, Classificação Estatística do SIPER	Questionário Preliminar, Análise Preliminar - Definição dos Cenários, Análise Preliminar - Busca do histórico de perturbações e relatórios, Resposta Semiautomática do SIPER	Questionário Preliminar, Análise Preliminar - Definição dos Cenários, Análise Preliminar - Busca do histórico de perturbações e relatórios, Base de Conhecimento e <i>Checklist</i> de Análise, Classificação Estatística do SIPER	Análise Preliminar - Definição dos Cenários, Análise Preliminar - Busca do histórico de perturbações e relatórios, Base de Conhecimento e <i>Checklist</i> de Análise
17	De 1 a 10, qual a sua percepção sobre a interface com o usuário do assistente virtual?	10	6	7	8
18	Deixe aqui seus comentários gerais de toda a experiência e eventuais contribuições para as conclusões do trabalho.	<i>"Acredito que a continuidade do uso da ferramenta irá gerar maior familiaridade e consequentemente, melhora na fluidez e tempo de uso.</i>  <i>O uso para iniciantes, como método educativo e de treinamento me parece um bom uso da ferramenta.</i>  <i>Sugestão: Colocar em todas as perguntas obrigatórias contidas no assistente um indicativo de obrigatoriedade, como um asterisco "*" "</i>	<i>"Acredito que a ferramenta tem sim grande potencial, servindo tanto para usuários iniciantes como experientes. Uma melhora de apresentação e da estrutura já traria grande melhora. O uso como ferramenta de banco de dados foi bem interessante."</i>	<i>"O uso repetitivo da ferramenta, após o "contato" inicial muito provavelmente melhoraria as estatísticas de tempo/qualidade, em conjunto com as melhorias de filtro de pesquisa implementados."</i>	<i>"O procedimento e o assistente virtual tem o potencial de diminuir os erros, evitando que o analista esqueça de algum ponto crucial na análise, resposta ao ONS ou plano de ação."</i>

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 05 – Avaliação do SIPER do U1**

SIPER	T1a		T2a		T3a		T1b		T2b		T3b	
Critérios	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos
1	1	0	1	1	1	0,5	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5
3	2	1	2	1	2	1	2	0,5	2	0,5	2	0,5
4	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
5	2	1	2	0,5	0		2	0	2	0,5	0	
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5
7	2	1	2	1	2	0,5	2	1	2	1	2	1
7.1	0		0		2	0,5	0		0		2	1
8	1	0	1	1	0		1	1	1	1	0	
9	2	1	2	1	2	0,5	2	1	2	0	2	1
9.1	0		0		2	0,5	0		0		2	1
10	2	1	2	1	0		2	1	2	0	0	
10.1	0		2	1	0		0		2	0	0	
Geral	15	86,67%	17	94,12%	14	67,86%	15	73,33%	17	52,94%	14	85,71%

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 06 – Avaliação do SIPER do U2

SIPER	T1a		T2a		T3a		T1b		T2b		T3b	
	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos
1	1	0	1	0	1	0,5	1	1	1	1	1	1
2	1	0	1	0	1	0,5	1	1	1	1	1	0,5
3	2	1	2	1	2	1	2	0,5	2	0,5	2	1
4	1	0	1	1	1	0	1	1	1	1	1	0,5
5	2	0,5	2	0,5	0		2	1	2	0,5	0	
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
7	2	1	2	0	2	0,5	2	1	2	1	2	0,5
7.1	0		0		2	0	0		0		2	0,5
8	1	1	1	1	0		1	1	1	1	0	
9	2	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2	0
9.1	0		0		2	1	0		0		2	0
10	2	1	2	1	0		2	1	2	1	0	
10.1	2	1	0		0		2	0	2	1	0	
<b>Geral</b>	<b>17</b>	<b>76,47%</b>	<b>15</b>	<b>66,67%</b>	<b>14</b>	<b>64,29%</b>	<b>17</b>	<b>82,35%</b>	<b>17</b>	<b>88,24%</b>	<b>14</b>	<b>50,00%</b>

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 07 – Avaliação do SIPER do U3

SIPER	T1a		T2a		T3a		T1b		T2b		T3b	
	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos
1	1	1	1	0,5	1	0,5	1	1	1	1	1	1
2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
3	2	1	2	1	2	1	2	0,5	2	0,5	2	1
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	1	1
5	2	1	2	0,5	2	1	2	0	2	0	2	1
6	1	1	1	1	1	1	1	0	1	1	1	1
7	2	1	2	1	2	1	2	0,5	2	1	2	1
7.1	0		2	1	2	1	0		2	0	2	0,5
8	1	1	0		0		1	0,5	0		0	
9	2	1	2	1	2	0	2	1	2	1	2	1
9.1	0		2	1	2	0	2	1	2	1	0	
10	2	1	0		0		2	1	0		2	0,5
10.1	2	1	0		0		2	1	0		0	
<b>Geral</b>	<b>17</b>	<b>100,00%</b>	<b>16</b>	<b>90,63%</b>	<b>16</b>	<b>71,88%</b>	<b>19</b>	<b>71,05%</b>	<b>16</b>	<b>65,63%</b>	<b>16</b>	<b>87,50%</b>

Fonte: Elaboração própria (2025).

Tabela 08 – Avaliação do SIPER do U4

SIPER	T1a		T2a		T3a		T1b		T2b		T3b	
	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos
1	1	0,5	1	0	1	0	1	1	1	1	1	1
2	1	0	1	0	1	0	1	1	1	0,5	1	1
3	2	1	2	0	2	1	2	0,5	2	0,5	2	0,5
4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
5	2	1	2	0	2	0	2	1	2	0	2	1
6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,5	1	1
7	2	1	2	1	2	1	2	1	2	0,5	2	0,5
7.1	0		2	1	2	0,5	0		2	1	2	0,5
8	1	1	0		0		1	1	0		0	
9	2	1	2	0	2	0	2	1	2	0	2	1
9.1	0		2	0	2	0	0		2	0	0	
10	2	1	0		0		2	1	0		2	1
10.1	2	0,5	0		0		2	1	0		0	
<b>Geral</b>	<b>17</b>	<b>85,29%</b>	<b>16</b>	<b>37,50%</b>	<b>16</b>	<b>43,75%</b>	<b>17</b>	<b>94,12%</b>	<b>16</b>	<b>43,75%</b>	<b>16</b>	<b>81,25%</b>

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 09 – Avaliação da causa raiz e plano de ação do U1**

SIPER	T1a		T2a		T3a		T1b		T2b		T3b	
	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos
1	0		1	1	1	1	0		0		1	1
2	0		1	1	1	1	0		0		1	1
3	0		1	0,5	1	0,5	0		0		1	0,5
4	0		1	0	1	0	0		0		1	1
5	0		1	0	1	0	0		0		1	0,5
Geral	0		5	50,00%	5	50,00%	0		0		5	80,00%

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 10 – Avaliação da causa raiz e plano de ação do U2**

SIPER	T1a		T2a		T3a		T1b		T2b		T3b	
	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos
1	0		1	1	1	0,5	0		0		1	0,5
2	0		1	0,5	1	0,5	0		0		1	0,5
3	0		1	0,5	1	0,5	0		0		1	0,5
4	0		1	0	1	0	0		0		1	0,5
5	0		1	1	1	1	0		0		1	1
Geral	0		5	60,00%	5	50,00%	0		0		5	60,00%

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 11 – Avaliação da causa raiz e plano de ação do U3**

SIPER	T1a		T2a		T3a		T1b		T2b		T3b	
	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos
1	1	0,5	1	1	1	0,5	0		1	0,5	1	0,5
2	1	1	1	1	1	0,5	0		1	0,5	1	1
3	1	0,5	1	0,5	1	0,5	0		1	1	1	1
4	1	0	1	0,5	1	0	0		1	1	1	1
5	1	0	1	0	1	0	0		1	1	1	1
Geral	5	40,00%	5	60,00%	5	30,00%	0		5	80,00%	5	90,00%

Fonte: Elaboração própria (2025).

**Tabela 12 – Avaliação da causa raiz e plano de ação do U4**

SIPER	T1a		T2a		T3a		T1b		T2b		T3b	
	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos	Peso	Pontos
1	0		1	0,5	1	0,5	0		1	1	1	1
2	0		1	1	1	0,5	0		1	1	1	1
3	0		1	0	1	0,5	0		1	1	1	1
4	0		1	0	1	0	0		1	1	1	1
5	0		1	0	1	0	0		1	1	1	1
Geral	0		5	30,00%	5	30,00%	0		5	100,00%	5	100,00%

Fonte: Elaboração própria (2025).

**ANEXOS**

## ANEXO A – CERTIFICADO DE REGISTRO DE PROGRAMA DE COMPUTADOR



REPÚBLICA FEDERATIVA DO BRASIL  
 MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDÚSTRIA, COMÉRCIO E SERVIÇOS  
 INSTITUTO NACIONAL DA PROPRIEDADE INDUSTRIAL  
 DIRETORIA DE PATENTES, PROGRAMAS DE COMPUTADOR E TOPOGRAFIAS DE CIRCUITOS

## Certificado de Registro de Programa de Computador

Processo Nº: **BR512025006907-3**

O Instituto Nacional da Propriedade Industrial expede o presente certificado de registro de programa de computador, válido por 50 anos a partir de 1º de janeiro subsequente à data de 15/09/2025, em conformidade com o §2º, art. 2º da Lei 9.609, de 19 de Fevereiro de 1998.

**Título:** Assistente Virtual para Análise de Ocorrências

**Data de criação:** 15/09/2025

**Titular(es):** MATHEUS VARELA BRANCO

**Autor(es):** MATHEUS VARELA BRANCO

**Linguagem:** PYTHON

**Campo de aplicação:** EN-04

**Tipo de programa:** IA-02

**Algoritmo hash:** SHA-512

**Resumo digital hash:**

ce3a9fe8f684d608ee622dc1368c11643a8f52ecf28612f34c365344c9bbffc0ed35b6659356a19d73b0bfc02678b6347af831c64fc58428936e6445325715e4

**Expedido em:** 23/12/2025

**Aprovado por:**  
 ERICA GUIMARAES CORREA  
 Chefe da DIPTO