



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA  
CAMPUS ARARANGUÁ  
CENTRO DE CIÊNCIAS, TECNOLOGIA E SAÚDE  
DEPARTAMENTO DE ENERGIA E SUSTENTABILIDADE  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ENERGIA

Isadora Metz Baggio

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE  
MEDIÇÃO NA APURAÇÃO DO MUST**

Araranguá - SC  
2025

Isadora Metz Baggio

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE  
MEDIÇÃO NA APURAÇÃO DO MUST**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação em Engenharia de Energia do Centro de Ciências, Tecnologias e Saúde do Campus Araranguá da Universidade Federal de Santa Catarina, como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel(a) em Engenharia de Energia.

Orientador(a): Prof. Dr. Giuliano Arns Rampinelli  
Coorientador(a): Prof. Dr. Leonardo Elizeire Bremermann

Araranguá - SC

2025

Baggio, Isadora Metz

ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE  
MEDIÇÃO NA APURAÇÃO DO MUST / Isadora Metz Baggio ;  
orientador, Giuliano Arns Rampinelli, coorientador,  
Leonardo Elizeire Bremermann, 2025.

64 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -  
Universidade Federal de Santa Catarina, Campus Araranguá,  
Graduação em Engenharia de Energia, Araranguá, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia de Energia. 2. Montante de Uso do Sistema  
de Transmissão. 3. Transformador de Medição. 4.  
Inconsistência de Medição. 5. Setor Elétrico Brasileiro.  
I. Rampinelli, Giuliano Arns. II. Bremermann, Leonardo  
Elizeire. III. Universidade Federal de Santa Catarina.  
Graduação em Engenharia de Energia. IV. Título.

Isadora Metz Baggio

**ANÁLISE DA INFLUÊNCIA DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE  
MEDIÇÃO NA APURAÇÃO DO MUST**

O presente Trabalho de Conclusão de Curso, do Curso de Engenharia de Energia, foi avaliado e aprovado pela banca examinadora composta pelos seguintes membros:

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.  
Orientador

Prof. Leonardo Elizeire Bremermann, Dr.  
Coorientador

Prof. Luciano Pfitscher, Dr.  
Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Letícia Toreti Scarabelot, Dr.(a)  
Universidade Federal de Santa Catarina – UFSC

Certificamos que essa é a versão original e final do trabalho que foi julgado adequado para obtenção do título de Engenheiro/a de Energia.

---

Prof (a) Kátia Cilene Rodrigues Madruga, Dr.(a)  
Coordenador do Curso

---

Prof. Giuliano Arns Rampinelli, Dr.  
Orientador

---

Isadora Metz Baggio  
Autor

Araranguá, 01 de julho de 2025.

Devo minhas flores às minhas raízes – Autor desconhecido.

## AGRADECIMENTOS

Primeiro, agradeço à vida.

Aos meus professores e professoras, deixo meu profundo agradecimento. Em especial, ao meu orientador, Leonardo, que ensinou muito além das salas de aula.

À UFSC, sobretudo ao campus de Araranguá, minha eterna gratidão por ter sido o lugar onde pude crescer, aprender e me formar. Ter acesso a uma graduação pública de qualidade foi essencial para que eu pudesse realizar esse sonho.

À Way2 Tecnologia, pelos dados para elaborar este trabalho e por todos os aprendizados do estágio.

Aos meus pais, agradeço o dom da vida e por sempre apoiarem meus sonhos – mesmo os que me levaram a mil quilômetros de distância.

À minha irmã, nem sempre perto, mas sempre no coração.

Ao meu amor, Mateus, por sempre me fazer rir e por nunca duvidar da minha capacidade.

Aos meus amigos e amigas que caminharam comigo, indiferente ao ponto de partida. Um carinho especial à Barbara e Lais, que me lembram todos os dias o significado de amizade.

## RESUMO

O sistema elétrico brasileiro exige processos rigorosos de medição para garantir a estabilidade e a correta remuneração dos agentes. Este trabalho analisa a influência de avarias em Transformadores de Medição (TP e TC) na apuração do Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST). A metodologia consistiu em um estudo de caso utilizando dados reais de um complexo gerador com quatro usinas e uma subestação para o mês de fevereiro de 2025. Foram simulados cenários de falhas, com aumentos e reduções de energia elétrica em uma, duas ou três fases, para avaliar os impactos no MUST verificado (MUSTv) de uma unidade geradora específica (G1). Os resultados demonstram que a localização da falha é determinante: avarias que aumentam a energia elétrica medida em G1 ou na subestação resultam em ultrapassagem do MUST contratado. De forma inversa, a redução da energia elétrica medida nas demais usinas do complexo também provoca ultrapassagens em G1. As simulações indicaram ultrapassagens superiores a 1%, que podem acarretar penalidades financeiras relevantes, como a Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (Plu) e a possível perda de descontos tarifários. Conclui-se que falhas nos transformadores de medição comprometem diretamente a apuração do MUST. O monitoramento e correção tempestiva das inconsistências pelos agentes são cruciais para evitar prejuízos financeiros e garantir a confiabilidade dos dados, especialmente considerando o desalinhamento de prazos entre o ajuste de dados na CCEE e a coleta realizada pelo ONS.

**Palavras-chave:** Montante de Uso do Sistema de Transmissão; Transformador de Medição; Inconsistência de Medição; Setor Elétrico Brasileiro.

## ABSTRACT

The Brazilian electrical system requires rigorous measurement processes to ensure stability and the correct remuneration of its agents. This work analyzes the influence of failures in Measurement Transformers (PT and CT) on the calculation of the Amount of Use of the Transmission System (*MUST*). The methodology consisted of a case study using real data from a generation complex with four power plants and one substation for the month of February 2025. Failure scenarios were simulated, with increases and reductions of energy in one, two, or three phases, to evaluate the impacts on the verified *MUST* (*MUST<sub>v</sub>*) of a specific generating unit (1). The results demonstrate that the location of the failure is decisive: faults that increase the measured electrical energy at G1 or the substation result in an overrun of the contracted *MUST*. Conversely, the reduction of measured electrical energy in the other plants of the complex also causes overruns for G1. The simulations indicated overruns greater than 1%, which can lead to relevant financial penalties, such as the Inefficiency Charge for Overuse (*Plu*) and the possible loss of tariff discounts. It is concluded that failures in measurement transformers directly compromise the *MUST* calculation. Monitoring and timely correction of inconsistencies by the agents are crucial to avoid financial losses and ensure data reliability, especially considering the timing misalignment between the data adjustment window at *CCEE* and the data collection by ONS.

**Keywords:** Amount of Use of the Transmission System; Measurement Transformer; Measurement Inconsistency; Brazilian Electric Sector.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Linha do tempo do Setor Elétrico Brasileiro .....	16
Figura 2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional.....	22
Figura 3 – Aquisição e Integralização das medidas .....	28
Figura 4 – Representação de uma lacuna de medição .....	30
Figura 5 – Eventos de sincronismo de relógio nos medidores .....	30
Figura 6 – Registro de dessincronismo de relógio nos medidores .....	31
Figura 7 – Representação da falha devido redução na corrente, na fase A de um TC .....	33
Figura 8 – Representação da falha devido redução na tensão, nas fases A e C de um TP.....	33
Figura 9 – Representação da falha devido redução na tensão, nas fases A, B e C de um TP.....	34
Figura 10 – Representação da falha devido aumento na tensão, nas fases A e B de um TP.....	35
Figura 11 – Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão .....	39
Figura 12 – Conexão direta com rede básica – 1 bay .....	40

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Demanda elétrica contratada e MUSTv – Dados originais .....	51
Tabela 2 – MUSTv de G1 com variações no transformador em SE.....	52
Tabela 3 – MUSTv de G1 com variações no transformador em G1.....	53
Tabela 4 – MUSTv de G1 com variações no transformador em G2.....	54
Tabela 5 – MUSTv de G1 com variações no transformador em G3.....	55
Tabela 6 – MUSTv de G1 com variações no transformador em G4.....	55

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
AMSE	Apuração Mensal de Serviços e Encargos
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CUST	Contratação do Uso do Sistema de Transmissão
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
DIT	Demais Instalações da Transmissão
DITCs	Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas
DU	Dia útil
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUST	Encargos de Uso do Sistema de Transmissão
GMT	Greenwich Mean Time
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MS	Mês Subsequente
MUST	Montante de Uso do Sistema de Transmissão
MUSTper	Montante de Uso do Sistema de Transmissão Permanente
MUSTv	Montante de Uso do Sistema de Transmissão Verificado
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PdC	Plataforma de Coleta
PI	Parcela de Ineficiência
PIS	Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação
Plu	Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem
PIE	Produtores Independentes de Energia
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
QEE	Qualidade da Energia Elétrica
RB	Rede Básica
SAMUST	Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia
SEB	Setor Elétrico Brasileiro

SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
SSC	Sistema de Supervisão e Controle
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão
UCM	Unidade Central de Coleta de Medição
UGs	Usinas Geradoras

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>15</b>
1.1	OBJETIVOS .....	18
1.1.1	<b>OBJETIVO GERAL</b> .....	<b>18</b>
1.1.2	<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS</b> .....	<b>19</b>
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>20</b>
2.1	SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO .....	20
2.1.1	<b>Sistema Interligado Nacional</b> .....	<b>20</b>
2.1.2	<b>Operador Nacional do Sistema Elétrico</b> .....	<b>22</b>
2.1.3	<b>Câmarade Comercialização de Energia Elétrica</b> .....	<b>23</b>
2.1.3.1	<i>Sistema de Coleta de Dados de Energia</i> .....	25
2.1.3.2	<i>Sistema de Medição para Faturamento</i> .....	25
2.1.3.3	<i>Os dados no SCDE</i> .....	26
2.1.3.4	<i>Possíveis inconsistências de medições</i> .....	28
2.1.4	<b>Montante de Uso do Sistema de Transmissão</b> .....	<b>35</b>
2.1.4.1	<i>Aspectos regulatórios associados ao MUST</i> .....	37
2.1.4.2	<i>Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão</i> 39	
2.1.4.3	<i>Equação do ponto - SAMUST</i> .....	39
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>43</b>
3.1	DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA .....	43
3.1.1	<b>Base de dados</b> .....	<b>43</b>
3.1.1.1	<i>Definição do complexo</i> .....	43
3.1.1.2	<i>Obtenção dos dados</i> .....	44
3.1.1.3	<i>Período de análise</i> .....	44
3.1.2	<b>Construção de cenários com inconsistências do TP/TC</b> .....	<b>45</b>
3.1.3	<b>Cálculo do MUST verificado</b> .....	<b>46</b>
<b>4</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÃO</b> .....	<b>51</b>
4.1	ANÁLISE DOS DADOS .....	51
4.1.1	<b>Caso 1 – Variações das fases do Transformador na SE</b> .....	<b>52</b>
4.1.2	<b>Caso 2 – Variações das fases do Transformador na G1</b> .....	<b>53</b>
4.1.3	<b>Caso 3 – Variações das fases do Transformador na G2, G3 e G4</b> .....	<b>54</b>

4.2	ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	56
<b>5</b>	<b>CONCLUSÃO .....</b>	<b>59</b>
5.1	SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS .....	61

## 1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro passou por diversas transformações ao longo de sua história, marcada por diferentes modelos de gestão e marcos regulatórios. O histórico do setor pode ser dividido em três períodos principais.

No início, durante a primeira metade do século XX, teve-se início as atividades de geração e consumo de energia elétrica, com a instalação das primeiras usinas hidrelétricas. Nesse período, foram criadas as primeiras leis para regulamentar as atividades do setor e do controle do uso das fontes energéticas (BRASIL, 1934).

O segundo período foi caracterizado pela forte intervenção do Estado, que buscava estruturar o setor através da criação de empresas estatais, agentes reguladores e financiamentos para empreendimentos de geração. A fundação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico (BNDE) em 1952, o qual forneceu empréstimos a empresas para investimento em geração de eletricidade, a criação do Ministério de Minas e Energia (MME), e a fundação de grandes empresas responsáveis por geração e transmissão de energia elétrica, como Furnas (1960s), Eletrobras (1963), Eletrosul e Eletronorte (1970s) foram marcos importantes (CAMARGO, 2005).

A entrada em operação da Usina Hidrelétrica de Itaipu Binacional em 1984 representou um aumento significativo na capacidade de geração do país. No entanto, no início da década de 1980, o modelo estatal começou a apresentar fragilidades financeiras devido a crises fiscais e inflação, resultando na redução de investimentos e problemas na expansão e manutenção do sistema (FERREIRA, 2000).

A partir da década de 1990, o setor elétrico brasileiro passou por uma reestruturação significativa, impulsionada por uma nova regulamentação proposta pelo MME. Esse período foi marcado pela privatização de empresas estatais. O objetivo dessa reestruturação era atrair capital privado, melhorar a qualidade dos serviços e promover a competição no setor (RUDNICK, 1996). Em 1990 foi criado o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável pela operação e coordenação do Sistema Interligado Nacional (SIN). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), criada em 1997, tornou-se o órgão regulador do setor elétrico.

No entanto, essas medidas foram prejudicadas por políticas anteriores que transferiam às empresas do setor a responsabilidade por absorver prejuízos,

comprometendo a capacidade de investimento em geração e transmissão. Como consequência, o sistema tornou-se defasado e incapaz de atender à demanda elétrica (ALMEIDA, 2008). Um período hidrológico desfavorável levou à necessidade de racionamento de energia elétrica entre 2001 e 2002, abrangendo várias regiões do país.

Como solução aos problemas energéticos do país, em 2004, foi implementado o Novo Modelo do Setor Elétrico, com o objetivo de garantir o suprimento seguro de energia elétrica, promover tarifas acessíveis e fomentar a inclusão social. Nesse modelo, o Estado retomou um papel mais ativo no planejamento do setor, através da Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

A Figura 1 sintetiza as três principais transformações que o setor elétrico brasileiro passou desde 1910 até 2010.

Figura 1 – Linha do tempo do Setor Elétrico Brasileiro



Fonte: SANTOS, 2015

Desde então, o setor elétrico brasileiro continua em evolução, com a crescente inserção de fontes renováveis de energia elétrica e a busca por aprimoramentos na regulamentação e na operação do SIN. Dentro desse cenário, a

garantia da medição de energia elétrica, o controle e fiscalização do uso da rede de transmissão ganharam fundamental importância.

O Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) passou a ser aplicado a partir de 2001, após a reestruturação do setor elétrico brasileiro. Os agentes de geração e distribuição, ao se conectarem à rede de transmissão, passaram a declarar para cada ponto de conexão o MUST, que representa a máxima potência elétrica injetável no sistema (ANEEL, 2022). A partir destes montantes, são definidas as tarifas de uso da rede de transmissão, denominadas de tarifas nodais, estabelecendo os encargos de transmissão a serem pagos pelos Produtores Independentes de Energia (PIE) e distribuidoras de energia elétrica (JUVENAL, 2019).

A apuração das ultrapassagens do MUST é realizada mensalmente, utilizando os dados de medição integralizados em 15 minutos de cada ponto de conexão coletados pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) através do Sistema de Medição para Faturamento (SMF) (ANEEL, 2023).

Os dados de medição coletados diariamente pelo Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE), provenientes dos medidores cadastrados nesse sistema, podem sofrer inconsistências como manutenção preventiva ou corretiva, falhas e defeitos em componentes do sistema de medição, ou problemas técnicos (CCEE, 2023).

Dentre essas inconsistências, a queima ou avaria de uma ou mais fases do Transformador de Potencial (TP) ou Corrente (TC) pode elevar ou subestimar a energia elétrica ativa e conseqüentemente impactar diretamente a apuração do MUST.

O Agente de Medição é a figura responsável por representar, perante a CCEE, o agente de geração, consumo, distribuição ou importação/exportação no âmbito do SMF. Cabe ao Agente de Medição garantir a correta instalação, operação e manutenção dos equipamentos de medição. Dentro do SCDE, o agente de medição também é responsável pela coleta, validação, envio e, quando necessário, ajuste dos dados medidos, assegurando a confiabilidade das informações utilizadas na contabilização e liquidação de energia elétrica no mercado.

O SCDE desempenha a função de coletar e processar diariamente os dados de medição, sendo utilizado pelo ONS para seus processos e para verificar os Pontos de Medição mapeados pela CCEE. Caso haja falta ou inconsistência nos dados do ponto no SMF, o agente de medição deve informar o motivo da falha e fazer a solicitação de ajuste de dados até o MS+7du (sétimo dia útil do mês subsequente). As notificações com ajustes de dados aprovadas pela CCEE são disponibilizadas para

consulta, até MS+9du (nono dia útil do mês subsequente), através de relatório Ajuste de Dados de Medição no SCDE (CCEE, 2023).

Para realizar a apuração do MUST, o ONS faz uso da plataforma SAMUST (Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão), onde a consulta das medições é realizada na plataforma da CCEE, no primeiro dia útil do mês subsequente ao de referência da apuração.

Em alguns casos, os dados que foram submetidos ao ajuste de medição no SCDE não são considerados pelo ONS devido ao período de ajustes da CCEE finalizar posteriormente ao início da apuração. Portanto, dados inconsistentes acabam sendo utilizados para realizar o cálculo do MUST, resultando em ultrapassagens indevidas. Em caso de ausência de dados, o ONS considera os dados do seu Sistema de Supervisão e Controle (SSC), que também podem possuir inconsistências de medição.

Este trabalho tem como objetivo analisar os impactos das inconsistências de medição decorrentes de falhas nos transformadores dos medidores na apuração do Montante de Uso do Sistema de Transmissão. O estudo baseia-se na aplicação da metodologia vigente para o cálculo do MUST, por meio da comparação entre dois conjuntos de dados: registros reais com medições válidas e dados manipulados com falhas simuladas nos transformadores de medição, construídos a partir de medições corretas. Essa abordagem permite avaliar, de forma abrangente, como diferentes tipos de anomalias podem comprometer a precisão dos resultados apurados, contribuindo para uma melhor compreensão dos riscos técnicos associados ao processo de contabilização do uso do sistema elétrico.

## 1.1 OBJETIVOS

### 1.1.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar o impacto de inconsistências de medição causadas por falhas nos Transformadores de Medição (TP e TC) em medidores na apuração do MUST no âmbito da geração, pelo olhar do Agente de Medição.

### **1.1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- a) A partir de uma revisão bibliográfica, estudar a estrutura de verificação do MUST;
- b) Analisar quais tipos de inconsistências de medição oriundas do transformador de corrente e potencial nos equipamentos do SMF podem impactar no cálculo do MUST;
- c) Coletar dados reais com medições consistentes e simular falhas com base em dados válidos, com intuito de estruturar os diferentes cenários de simulação;
- d) Avaliar o modelo matemático de cálculo implementado para verificação de ultrapassagens do MUST, utilizando os dados obtidos.

## **2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA**

### **2.1 SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO**

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por uma grande reestruturação na década de 1990 motivada pela regulamentação proposta pelo MME que teve como base legal principal a Lei nº 9.074/1995. Com o objetivo de modernizar o setor elétrico, promover a concorrência e atrair investimentos privados, o SEB foi dividido nas quatro vertentes existentes atuais: geração, transmissão, distribuição e comercialização (SANTOS, 2015).

A reestruturação teve dois grandes marcos, a privatização das empresas operadoras com a promulgação da Lei nº 9.427 em dezembro de 1996, que estabeleceu a criação da ANEEL para regular o sistema e do ONS, criado com o objetivo de coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (ONS, 2025).

Impulsionada pela crise energética ocasionada pelo período hidrológico desfavorável em 2001, a segunda mudança no SEB ocorreu com a implementação do Novo Modelo do Setor Elétrico. Esse modelo tinha como principais objetivos garantir o suprimento seguro de energia elétrica e promover tarifas acessíveis.

#### **2.1.1 Sistema Interligado Nacional**

Criado em 1998, segundo ANEEL (2004) o Sistema Interligado Nacional (SIN) é um “conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente, conforme regulamentação aplicável”. Em outras palavras, é um sistema hidro-termo-eólico de grande porte, formando o sistema de produção e distribuição de energia elétrica (SOUSA, 2018).

O sistema energético brasileiro, abrangendo a geração, a transmissão e a distribuição de energia elétrica, envolve empresas atuantes nas regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Aproximadamente 1% da capacidade de produção elétrica do país ainda está localizada fora do SIN (EPE, 2023).

O sistema de transmissão no Brasil é conhecido como Rede Básica (RB), que consiste nos ativos de conexão das usinas e possíveis interligações internacionais. A RB engloba linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potencial e equipamentos de subestação com tensão igual ou superior a 230 kV, bem como transformadores de potência com tensão primária igual ou superior a 230 kV e tensões secundária e terciária inferiores a 230 kV. Os demais equipamentos pertencentes aos sistemas de transmissão, com tensões inferiores a 230 kV, são denominados de Demais Instalações da Transmissão (DIT).

A Figura 2 apresenta o SIN, com a malha de transmissão em operação e expansão no Brasil. No mapa, estão destacadas as linhas de transmissão em diferentes níveis de tensão (230 kV, 345 kV, 440 kV, 500/525 kV, 600 kV, 750/765 kV e 800 kV) que estruturam a rede básica, composta também pelos barramentos, transformadores de potencial e equipamentos de subestação.

O mapa elaborado pela EPE também apresenta divisões territoriais, como limites internacionais e interestaduais, hidrografia, sistema viário, capitais estaduais e terras indígenas, que enfatizam os desafios de integração e expansão do sistema. Além da representação da infraestrutura atual, a figura destaca os projetos planejados, que visam expandir a malha de transmissão para garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica e viabilizar a diversificação da geração com fontes renováveis, como eólica e solar.

Figura 2 – Mapa do Sistema Interligado Nacional



Fonte: EPE, 2025

### 2.1.2 Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema (ONS), criado em 1998 pela Lei Nº 9.648 e regulamentado pelo Decreto Nº 5.081 de 2004, é uma pessoa jurídica de direito

privado, sob a forma de associação civil sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da ANEEL.

O ONS é responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN (SANTOS, 2015).

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes proprietários para gerenciar as diferentes fontes de energia elétrica e a rede de transmissão, de forma a garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país, com os objetivos de (ONS, 2025):

- a) promover a otimização da operação do sistema eletroenergético, visando ao menor custo para o sistema, observados os padrões técnicos e os critérios de confiabilidade estabelecidos nos Procedimentos de Rede aprovados pela Aneel;
- b) garantir que todos os agentes do setor elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória; e
- c) contribuir, de acordo com a natureza de suas atividades, para que a expansão do SIN se faça ao menor custo e vise às melhores condições operacionais futuras.

O Operador é o responsável também por apurar mensalmente o Montante de Uso do Sistema de Transmissão Verificado (MUSTv). Essa apuração é realizada com base nos dados coletados pelo Sistema de Medição para Faturamento (SMF), que são enviados à e obtidos pelo ONS através do SCDE. O MUSTv é tipicamente integralizado em intervalos de 15 minutos por ponto de conexão (ANEEL, 2023).

O ONS no que se refere a análise de MUST tem como reponsabilidade, estabelecer as premissas, as diretrizes, critérios e as responsabilidades para apuração das variáveis medidas referentes à carga de demanda elétrica máxima não-simultânea por ponto de conexão em instalações do sistema de transmissão, para definição dos valores de MUST verificados mensalmente por ponto de conexão, a serem considerados na Apuração Mensal de Serviços e Encargos – AMSE, conforme Submódulo 15.8 do ONS (JUVENAL, 2019).

### **2.1.3 Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos que opera no setor elétrico brasileiro,

regulada e fiscalizada pela ANEEL (Brasil, 2004). Tendo seu início de operação em 10 de novembro de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE).

O principal objetivo da CCEE é viabilizar a comercialização de energia elétrica e manter o equilíbrio do sistema elétrico. Ela desempenha um papel estratégico ao registrar e administrar contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres (CAPETTA, 2009).

Os participantes da CCEE são denominados agentes e se dividem em categorias, como Agentes de Geração, Agentes de Comercialização e Agentes de Distribuição, além dos Consumidores Livres.

A CCEE desenvolve diversas atividades cruciais para o funcionamento do mercado elétrico, incluindo (BRASIL, 2004):

- a) promover leilões de compra e venda de energia elétrica, desde que delegado pela ANEEL;
- b) manter o registro de todos os Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e os contratos resultantes dos leilões de ajuste, da aquisição de energia elétrica proveniente de geração distribuída e respectivas alterações;
- c) manter o registro dos montantes de potência e energia elétrica objeto de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Livre - ACL;
- d) promover a medição e o registro de dados relativos às operações de compra e venda e outros dados inerentes aos serviços de energia elétrica;
- e) apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) do mercado de curto prazo por submercado;
- f) efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo;
- g) apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da convenção de comercialização, aplicar as respectivas penalidades; e
- h) apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, nos termos da convenção de comercialização.

### 2.1.3.1 *Sistema de Coleta de Dados de Energia*

O Sistema de Coleta de Dados de Energia (SCDE) desempenha a função de coletar e processar diariamente os dados de medição, onde é nesse sistema que os pontos de medição são identificados e registrados para iniciar o processo de coleta de dados de medição. A aquisição desses dados é realizada de forma automatizada, seja diretamente dos medidores ou através da base de dados do agente, UCM - Unidade Central de Coleta de Medição. Esse sistema permite a realização de verificações lógicas com acesso direto aos medidores, garantindo maior confiabilidade e precisão dos dados coletados (BRASIL, 2004).

O SCDE é o sistema utilizado pela CCEE para a coleta diária e o tratamento dos dados de medição. Esses dados são provenientes dos medidores cadastrados no SMF e são fundamentais para todo o sistema elétrico, sendo considerados como dados de entrada para a contabilização (CCEE, 2024).

Os dados obtidos através da coleta do SMF são utilizados para (JUVENAL, 2019):

- a) apuração dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, bem como para cálculo da eficiência do Contratação do Uso do Sistema de Transmissão - CUST;
- b) aplicação da contabilização e liquidação da energia elétrica pela CCEE;
- c) questões operacionais de despacho;
- d) cálculo do fator de potência e perdas de transformação;
- e) acompanhamento de relatórios e consistência da medição; e
- f) envio ao ONS para apuração do MUST.

### 2.1.3.2 *Sistema de Medição para Faturamento*

A medição para faturamento refere-se à obtenção de dados dos medidores instalados nos circuitos das usinas e pontos de conexão ao SIN e é necessária para fins de monitoramento e controle dos processos de comercialização da CCEE e operação do ONS.

O sistema em questão é composto por medidores principal e de retaguarda, ponto de medição, por transformadores de potencial e de corrente, canais de

comunicação entre os agentes e a CCEE, e pelo sistema de coleta de dados de medição para faturamento (ONS, 2015).

O SMF é responsável por fornecer dados cruciais à operação do setor elétrico, como os encargos de uso da transmissão (EUST), contabilização de energia elétrica na CCEE, verificação de despacho de geradores, e cálculos de indicadores como fator de potência e qualidade da energia (QEE).

Os Sistemas são instalados nos pontos de conexão com a rede básica, com as DITCs (Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas) e com as instalações de transmissão de interesse exclusivo de centrais de geração, seguindo o ponto de contratação do MUST definido no CUST. Estes sistemas medem o fluxo de potência ativa e reativa, tensão e corrente, sendo essenciais para a apuração do MUSTv (ONS, 2015).

O Ponto de Medição é uma entidade lógica que consolida os dados enviados pelos medidores físicos instalados em campo. Em geral, cada ponto deve ser equipado com dois medidores — principal e retaguarda — exceto nos casos de geração bruta, em que apenas um medidor é exigido (ONS, 2015). As leituras são registradas periodicamente nesses equipamentos e coletados através da Plataforma de Coleta – PdC, de empresas de telemedição de energia elétrica e pela própria CCEE e disponibilizados na plataforma do SCDE, para que os usuários representantes dos agentes de medição possam realizar o acompanhamento dos dados e relatórios que são atualizados de forma diária. Em caso de dado incorreto no medidor principal, os dados do medidor de retaguarda podem ser considerados para consistência e ajuste (CAPETTA, 2019).

A memória de massa dos medidores constitui os fluxos de energia elétrica, correspondentes aos canais de energia elétrica ativa para quadrantes de geração e consumo, energia elétrica reativa para geração e consumo, demandas elétricas, tensão e corrente nas três fases. Estes possuem integração padrão de 5 minutos e podem conter os registros de medições instantâneas (potências, fator de potências, frequências) (JUVENAL, 2019).

### 2.1.3.3 *Os dados no SCDE*

Os dados coletados nos pontos de medição (como energia elétrica ativa e reativa) são a base para os processos de Medição Física e Medição Contábil (ONS, 2015). A disponibilização dos dados para CCEE ocorre de forma automatizada, podendo ser realizada em duas configurações (CAPETTA, 2009):

a) Via coleta ativa – Na qual a CCEE, por meio do SCDE, realiza o acesso direto aos medidores nos pontos de medição. A CCEE inicia o processo de leitura diária dos dados, geralmente enviando comandos aos medidores para a aquisição das medições. Esta modalidade requer que o agente de medição providencie uma infraestrutura exclusiva para permitir este acesso direto e estável da CCEE aos medidores, como um link de comunicação.

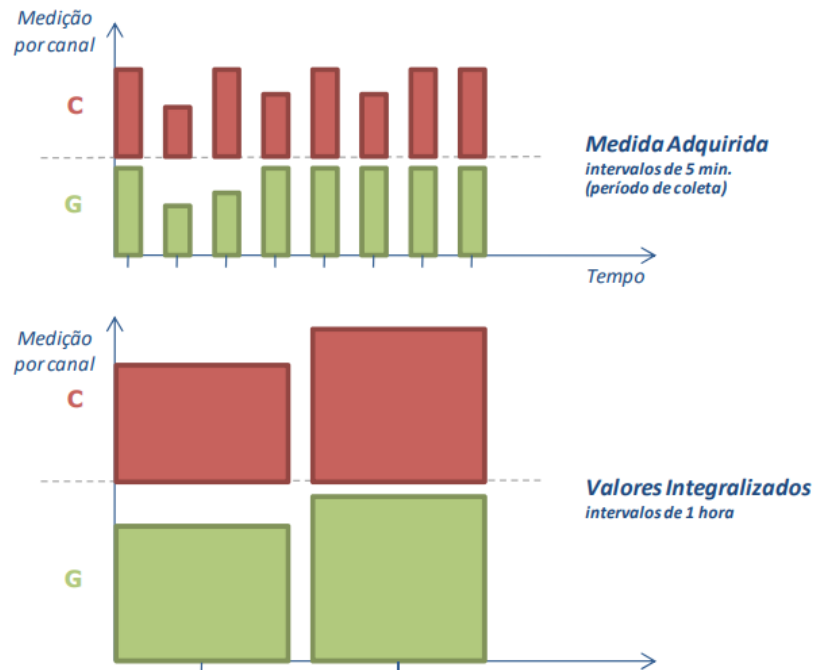
b) Via coleta passiva – O agente de medição realiza a coleta inicial dos dados diretamente dos medidores por Unidade Central de Coleta de Medição – UCM, converte o arquivo no formato XML e, em seguida, disponibiliza esses dados tipicamente através do aplicativo ClientSCDE durante o intervalo de coleta estabelecido pela CCEE.

A consistência das informações é garantida por inspeções lógicas, que consiste em a CCEE acessar diretamente a memória dos medidores. O objetivo primordial da Inspeção Lógica é validar a consistência dos dados obtidos nas coletas diárias. A CCEE compara os dados registrados na memória do medidor com aqueles que foram coletados e estão na base de dados do SCDE.

A Figura 3 ilustra o processo de tratamento dos dados de medição coletados e utilizados na contabilização de energia elétrica. Os dados são inicialmente registrados no SCDE em intervalos de cinco minutos, conforme mostrado no primeiro gráfico (Medição Adquirida), que representa a medição adquirida ao longo do tempo. As letras G e C indicam, respectivamente, os canais de Geração e Consumo.

Para fins de contabilização na CCEE, esses dados precisam ser convertidos para uma base horária. O segundo gráfico (Valores Integralizados) mostra o processo de integralização, no qual os valores coletados a cada cinco minutos são somados e transformados em um único valor representativo de uma hora cheia. Esse procedimento é aplicado tanto para os canais de geração quanto para os de consumo, garantindo uniformidade no tratamento das informações utilizadas nos processos de apuração e liquidação.

Figura 3 – Aquisição e Integralização das medidas



Fonte: CCEE, 2024

#### 2.1.3.4 Possíveis inconsistências de medições

Inconsistências nas medições podem impactar diretamente o faturamento e o cumprimento de contratos, especialmente para agentes geradores. A garantia da consistência das medições é de suma importância para que o agente gerador receba corretamente os montantes efetivos de sua energia elétrica produzida.

Os procedimentos e boas práticas para medição são regidos por cadernos da CCEE ("Coleta e ajuste de medição"), Procedimentos de Rede do Módulo 12 do ONS e regulamentação vigente. O Agente de Medição é o responsável técnico pelo SMF e responde por procedimentos como coleta, envio e ajuste de dados, bem como por penalidades pelo não cumprimento de suas obrigações (ONS, 2015).

Caso o agente de medição não cumpra os prazos para notificação ou tenha o ajuste reprovado, a CCEE assume a responsabilidade pela estimativa dos valores de medição. Essa estimativa é realizada com base em critérios específicos, dependendo da disponibilidade de histórico de medição do ponto afetado (CCEE, 2024):

- a) Com histórico de dados disponível: para canais de consumo, é utilizado o maior valor horário registrado no mês anterior ao mês de referência. Já

para os canais de geração, é utilizado o menor valor horário registrado no mês anterior ao mês de referência;

- b) Sem histórico de dados disponível: para energia elétrica ativa consumida, a CCEE utiliza o valor cadastrado da capacidade nominal de consumo no SCDE. No caso da energia elétrica ativa gerada, é atribuído o valor zero, desconsiderando qualquer produção naquele intervalo.

Importante destacar que a estimativa realizada pela CCEE tem natureza definitiva, ou seja, não cabe recurso por parte do agente de medição. Isso reforça a importância da manutenção contínua da integridade dos dados e da prontidão em corrigir falhas no sistema de medição, uma vez que erros ou omissões podem resultar em prejuízos financeiros significativos para o agente representado, além de afetar a apuração correta da energia elétrica comercializada.

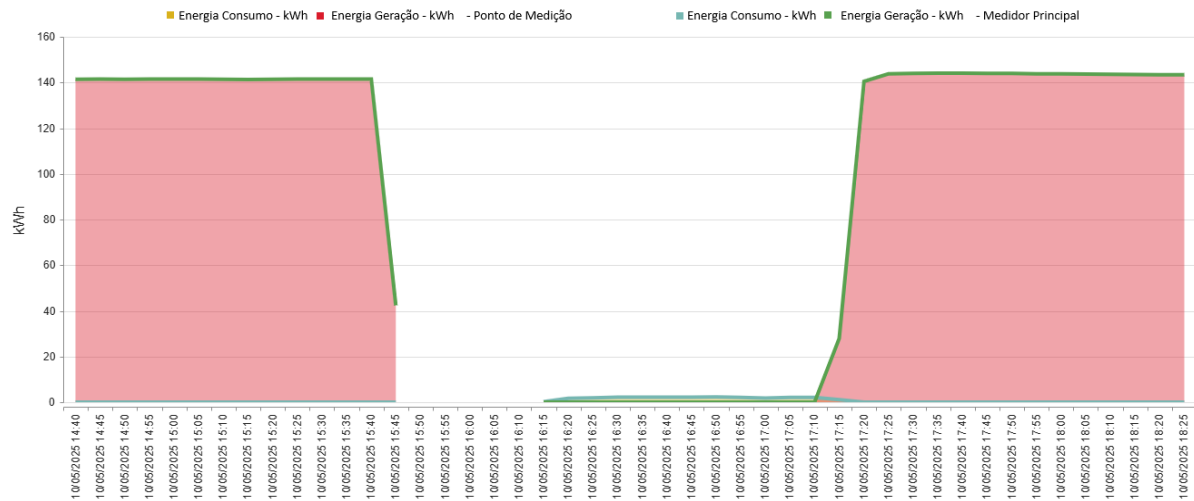
Os ajustes de medição mais recorrentes para reprocessamento dos dados no SCDE são (JUVENAL, 2019):

**Falha de Comunicação** – Quando um medidor está com falha de comunicação ou os equipamentos de telecomunicação estão danificados, podendo resultar em dados faltantes ou não enviados à CCEE dentro do prazo estabelecido (até o MS+3du).

**Desligamento dos Medidores** – Ocorre quando há um desligamento geral dos equipamentos em campo levando à perda de dados de medição. A CCEE realiza a estimativa automática dos dados quando o período sem dados é de até três registros de tempo, 15 minutos.

A Figura 4 representa uma lacuna de medição devido ao desligamento do medidor. A área em vermelho representa geração registrada no ponto de medição, enquanto a linha verde indica a geração registrada no medidor principal. É possível observar que nos instantes 15h50 às 16h10, existe uma ausência de dados, sendo que anteriormente o comportamento é de redução e posteriormente aumento gradual de energia elétrica, marcado pelo registro de consumo entre os instantes mencionados (linha azul clara com pequena área em amarelo), caracterizando um desligamento.

Figura 4 – Representação de uma lacuna de medição

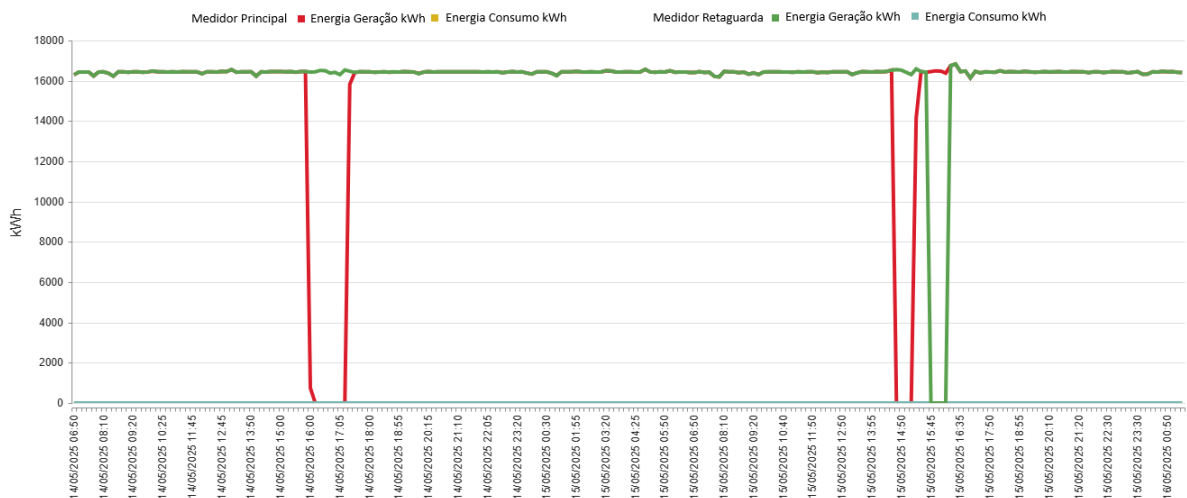


Fonte: Arquivo Way2 (2025)

**Calibração dos Medidores** – Apesar de ser um procedimento necessário para garantir a exatidão da medição, o processo de calibração em si pode introduzir inconsistências temporárias nos registros de energia elétrica. Isso pode se manifestar como uma redução inesperada na geração e ou um aumento no consumo em um determinado instante.

A Figura 5 representa eventos de calibração em dois medidores, onde a linha vermelha representa a geração do medidor principal e a linha verde a geração do medidor retaguarda. É possível observar que durante o processo de calibração, existem quedas bruscas não simultâneas dos medidores.

Figura 5 – Eventos de sincronismo de relógio nos medidores



Fonte: Arquivo Way2 (2025)

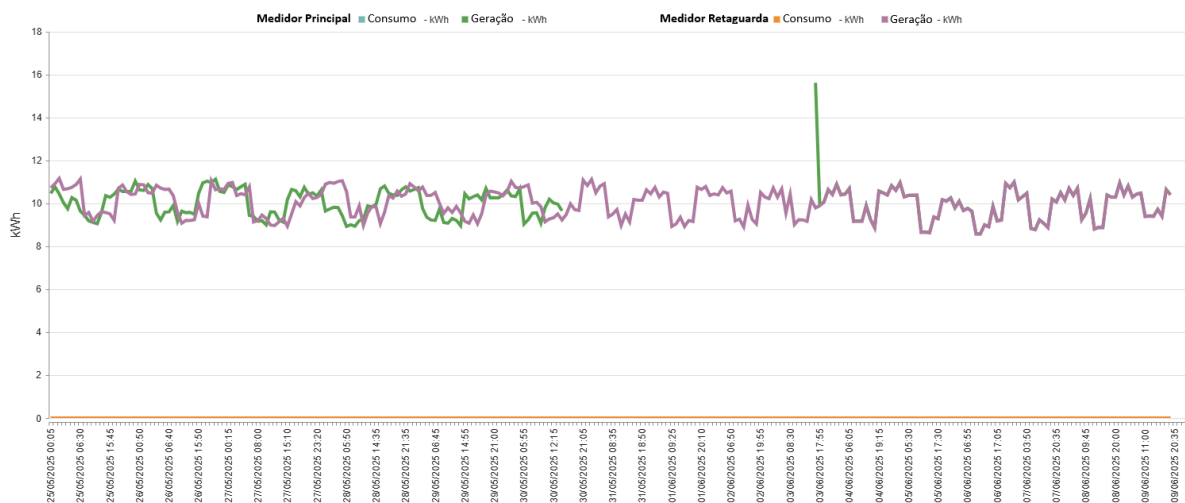
**Sincronismo de relógio** – Conforme regulamentação, é responsabilidade do agente de medição manter os relógios dos medidores sincronizados e os dados consistentes. Os relógios internos dos medidores devem possuir recurso de sincronismo externo ao Greenwich Mean Time (GMT) -3 horas, independentemente do fuso horário local (CCEE, 2023).

Apesar de necessária, a sincronização do relógio pode ter impactos no registro de energia elétrica devido ao deslocamento dos dados no tempo, levando a divergências entre medidores ou picos/lacunas nos dados.

A Figura 6 apresenta um caso em que o medidor principal (linha verde para geração) se encontrava dessincronizado em relação ao horário de Brasília. É possível observar um deslocamento temporal nas curvas de medição quando comparadas às do medidor retaguarda (linha roxa para geração), que mantinha a sincronização correta.

O dessincronismo do medidor principal era de aproximadamente 4 dias, onde ao realizar o ajuste da configuração no horário do medidor, gerou uma lacuna com (início no dia 30/06) seguida de inconsistência de medição (pico no dia 03/06 por volta das 17h00). É possível observar como a medição estava deslocada e não refletia a energia elétrica real registrada. Essa diferença evidencia o impacto da dessincronização na consistência dos dados registrados.

Figura 6 – Registro de dessincronismo de relógio nos medidores



Fonte: Arquivo Way2 (2025)

**Magnitude da fase de TC/TP** – Os Transformadores de Corrente e Potencial são responsáveis por adequar os sinais elétricos da rede para níveis compatíveis com os medidores, garantindo segurança e precisão na medição. Onde o TC é utilizado para medir a corrente e TP tensão (SOUZA, 2010).

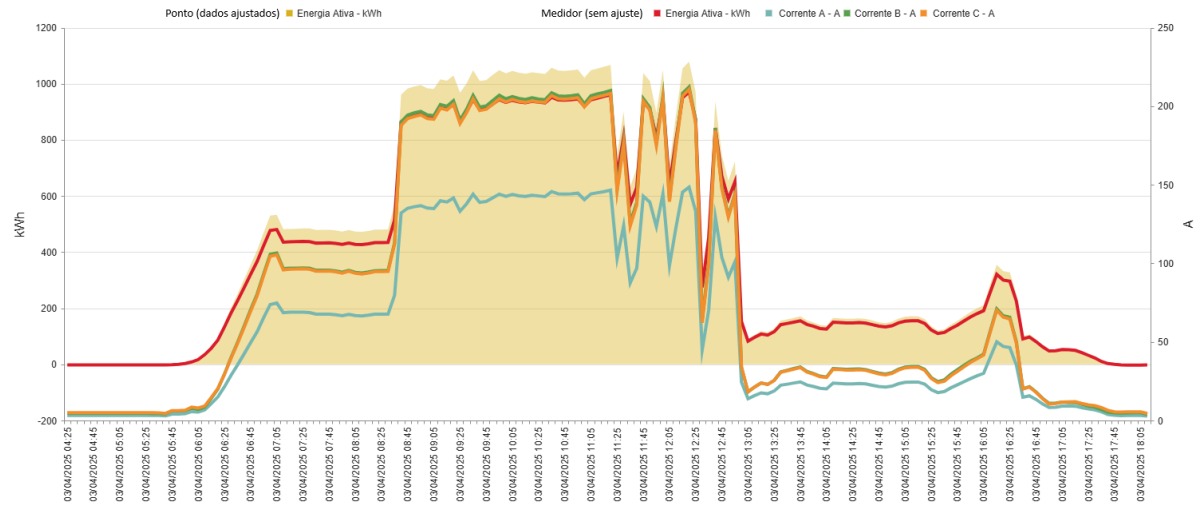
Esses equipamentos estão sujeitos a inconsistências que afetam a magnitude das fases medidas, como falhas de ligação física, a exemplo de inversões de cabos, erros na parametrização das relações de transformação inseridas no medidor e a queima de uma ou mais fases dos transformadores. Essas falhas podem resultar no registro incorreto da energia elétrica gerada, levando à submedição. Já o registro superior ao real ocorre nos casos de falhas físicas ou de configuração.

Em um sistema trifásico equilibrado, a potência ativa total pode ser representada pela soma das potências medidas em cada uma das três fases do transformador. Se assumirmos um equilíbrio entre as fases, cada fase contribui com aproximadamente um terço da potência total medida, conforme Equação 1:

$$\begin{cases} P_{trif} = P_{mono1} = P_{mono2} = P_{mono3} \\ P_{mono} = \frac{1}{3}P_{trif} \end{cases} \quad (1)$$

A Figura 7 representa a queda de uma das fases no transformador de corrente, representada pela linha azul. É possível observar que a energia elétrica registrada no medidor (linha vermelha) é inferior a energia elétrica ajustada (área em amarelo). Caso o ajuste de medição não fosse realizado a energia elétrica contabilizada teria uma redução de aproximadamente 44 MWh, impactando na contabilização do agente gerador.

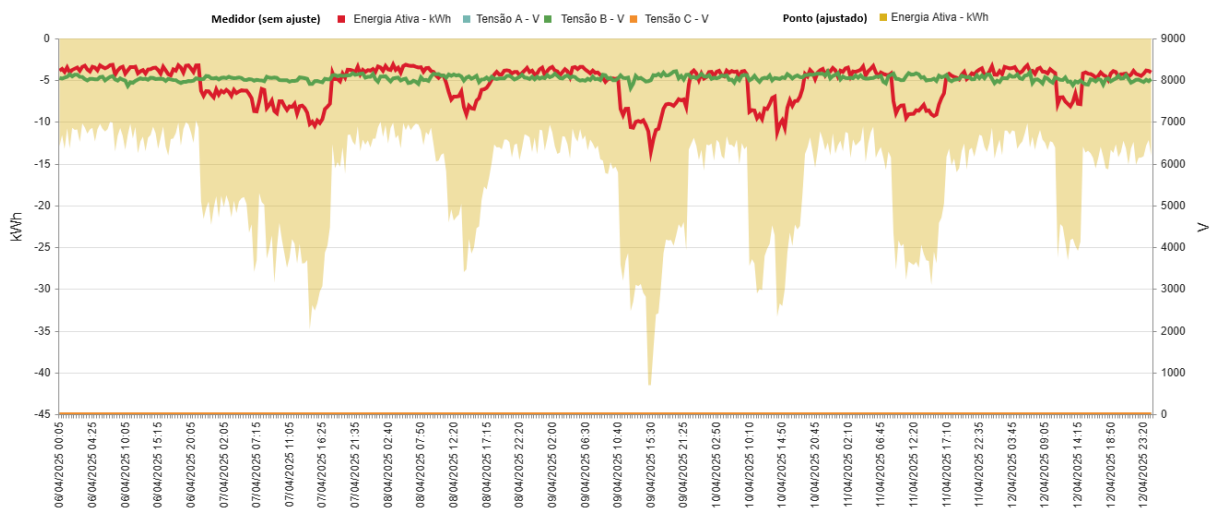
Figura 7 – Representação da falha devido redução na corrente, na fase A de um TC



Fonte: Arquivo Way2 (2025)

Já a Figura 8 reflete a redução drástica da energia elétrica registrada no medidor (linha vermelha) com a queda de 2 fases do transformador de potencial, A e C, abaixo de zero. É possível observar que a energia elétrica ajustada, representada pela área em amarelo, é aproximadamente dois terços maior que a energia elétrica no medidor.

Figura 8 – Representação da falha devido redução na tensão, nas fases A e C de um TP

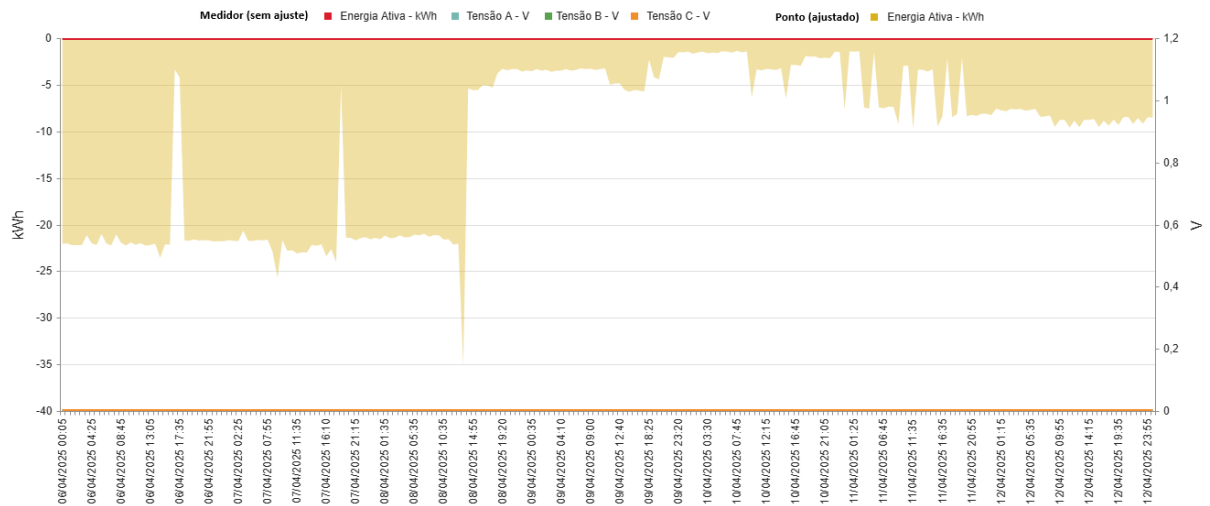


Fonte: Arquivo Way2 (2025)

A queda das três fases do transformador de potencial em zero é representada na Figura 9, onde a energia elétrica registrada pelo medidor é zerada devido ao problema no TP. A energia elétrica ajustada é simbolizada pela área em amarelo.

Nesse caso é evidente a necessidade do ajuste dos dados, pois caso não fosse realizado a energia elétrica registrada no SCDE seria em zero para todo o período de falha, impactando a contabilização e a liquidação de energia elétrica.

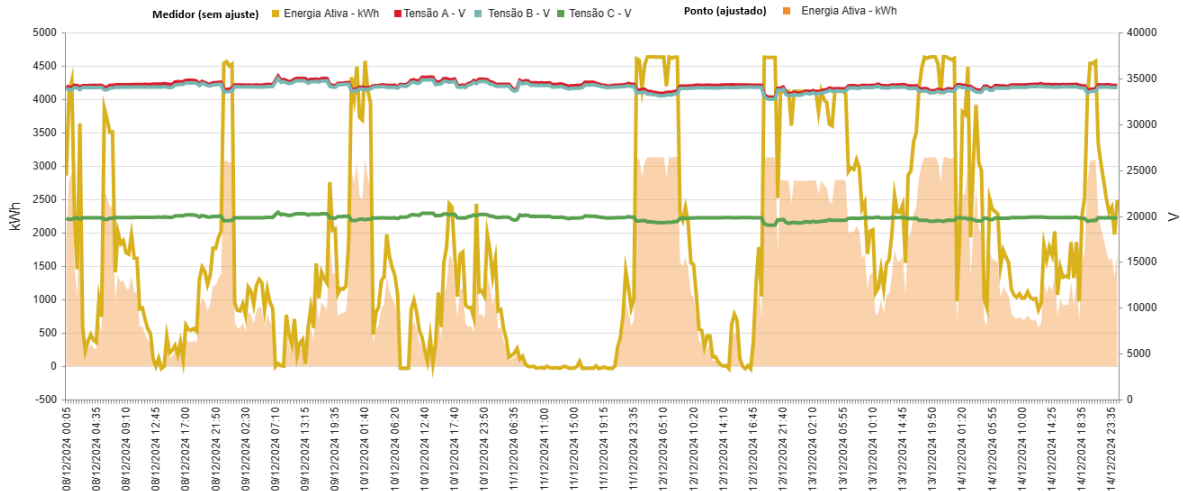
Figura 9 – Representação da falha devido redução na tensão, nas fases A, B e C de um TP



Fonte: Arquivo Way2 (2025)

A Figura 10 ilustra uma ocorrência de falha de fase, em que duas fases do TP do medidor apresentaram magnitudes superiores ao normal, resultando em um aumento indevido da energia elétrica registrada. Esse tipo de falha pode levar à ultrapassagem da Capacidade Nominal de Geração, o que, por sua vez, pode gerar horas faltantes. Esse parâmetro é monitorado pelo SCDE para identificar anomalias nas medições, ou seja, valores significativamente superiores aos estipulados para o ponto de medição. Quando são detectadas leituras de geração ou consumo acima dos limites previamente definidos pelo agente de medição, o SCDE tende a desconsiderar os dados, classificando-os como "Fora de Tolerância" e deixando lacunas na medição.

Figura 10 – Representação da falha devido aumento na tensão, nas fases A e B de um TP



Fonte: Arquivo Way2 (2025)

Em todas as figuras relacionadas ao problema nos Transformadores, seja no TP ou TC, os cálculos para estimativa da energia elétrica ajustada foram realizados conforme os procedimentos de medição Submódulo 2.1 – Coleta e ajuste de dados de medição.

As figuras mencionadas anteriormente mostram ocorrências reais dos tipos de falhas nas fases do transformador de potencial e corrente e suas consequências na energia elétrica registrada. Portanto, falhas como perda ou o aumento de uma ou mais fases de TCs ou TPs levam a distorções significativas na medição, resultando na submedição ou supermedição parcial da energia elétrica, causando inconsistências de medição que podem impactar a análise e apuração do MUST.

#### 2.1.4 Montante de Uso do Sistema de Transmissão

O Montante de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) representa a demanda elétrica necessária para a utilização do sistema elétrico de transmissão em cada ponto de conexão entre o sistema de um agente (como uma distribuidora ou geradora) e o sistema de transmissão.

Para as distribuidoras, a contratação do MUST é feita para cada ponto de conexão com a rede de transmissão, denominada rede básica (instalações com níveis de tensão igual ou superior a 230 kV) ou com as Demais Instalações de Transmissão Compartilhadas (TEST, 2018).

Para geradores, o MUST representa a máxima potência elétrica injetável no sistema, devendo ter um valor de no mínimo igual à potência instalada subtraída da mínima carga própria. Sendo que, a carga própria é formada por demandas elétricas internas da central de geração, que é composta das perdas elétricas em instalações de uso exclusivo e por demandas elétricas de outros agentes que estejam conectados no mesmo local da produção, de mesma pessoa jurídica (ANEEL, 2015).

Os MUST são determinados pelo maior valor entre o contratado e o verificado por medição de potência elétrica em cada ponto de conexão e horário de contratação. As diferenças entre os MUST contratados e verificados por medição são apuradas na avaliação da eficiência da contratação. O MUST contratado como reserva de capacidade está limitado à potência instalada da central de geração contratante (JUVENAL, 2019).

Os dados utilizados na análise do MUST são obtidos a partir das medições coletadas no Sistema de Medição para Faturamento por meio do SCDE, em razão da maior confiabilidade e da elevada classe de exatidão dos dados disponíveis na CCEE. Para fins de contabilização, essas medições, originalmente registradas em intervalos de 5 minutos, são integralizadas em períodos de uma hora. No entanto, para a apuração do MUSTv, o ONS utiliza dados com resolução de 15 minutos (ONS, 2022).

Em casos de ausência ou inconsistência nos dados do SMF, o ONS recorre às informações provenientes do seu Sistema de Supervisão e Controle (SSC). Quando necessário, também pode solicitar dados e esclarecimentos adicionais aos agentes de medição envolvidos (ONS, 2022).

A contratação do Montante de Uso do Sistema de Transmissão Permanente contratado (MUSTper) é celebrada através dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e os valores são fixos durante o ciclo de um ano. Esses valores correspondem aos custos de transmissão dos serviços prestados por cada ponto de conexão a ser contratado, o que é feito através de uma parcela específica das tarifas de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e, conseqüentemente, os encargos de transmissão (EUST) a serem pagos pelos usuários do sistema de transmissão (TEST, 2018).

O CUST formaliza as condições técnicas e obrigações relativas ao uso da rede básica, incluindo os valores de MUST contratados. Geralmente, os CUST permanentes para distribuidoras e unidades geradoras diretamente conectadas à rede

básica devem conter o MUST para os 4 anos civis subsequentes, definidos em horários de ponta e fora de ponta.

Caso o MUSTv em um determinado ponto de conexão for inferior ao MUSTper, o agente é faturado com base no valor contratado, ou seja, o Encargo de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) é calculado a partir do MUSTper multiplicado pela Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Por outro lado, quando o valor verificado ultrapassa o valor contratado, o agente passa a ser faturado com base no maior montante medido. Nessas situações, além do pagamento do EUST calculado sobre o MUSTv, podem incidir penalidades adicionais, como a Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (Plu). Ademais, o agente representado corre o risco de perder os descontos tarifários da TUST Incentivada, caso sejam constatadas mais de três ultrapassagens no mesmo mês ou reincidência em um período de doze meses (JUVENAL, 2019).

Embora a ultrapassagem do MUST contratado acarrete penalidades, é importante destacar que a subutilização do montante contratado também pode gerar encargos adicionais. Conforme estabelecido na regulamentação, se a maior demanda elétrica verificada ao longo do ano for inferior a 90 % do MUSTper, poderá ser aplicada a Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação (PIS), penalizando o agente pelo uso ineficiente da infraestrutura de transmissão contratada (TEST, 2018).

#### 2.1.4.1 Aspectos regulatórios associados ao MUST

Os aspectos regulatórios relacionados ao MUST têm como objetivo assegurar que o uso do sistema seja feito de forma eficiente, transparente e conforme as normas vigentes. Dentre as medidas estabelecidas estão:

##### a) Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – TUST

A Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) é um valor estabelecido pela ANEEL com o propósito de remunerar o serviço de transmissão de energia elétrica na rede básica e nas Demais Instalações de Transmissão (DIT) de uso compartilhado. Essa tarifa busca garantir o reembolso justo às empresas transmissoras pelos custos relacionados à infraestrutura mínima necessária, incluindo investimento, operação e manutenção.

O cálculo da TUST é baseado na estimativa dos custos impostos pelos usuários à rede nos períodos de máxima demanda elétrica. Empreendimentos de geração incentivada, como usinas solares, eólicas e de biomassa, podem usufruir de descontos na TUST. Esses descontos, autorizados pela ANEEL, podem ser de 50%, 80% ou 100%. Contudo, a perda do direito a esses descontos pode ocorrer, notadamente se a potência injetada pela usina ultrapassar determinados limites estabelecidos (JUVENAL, 2019).

#### b) Os Encargos do Uso do Sistema de Transmissão – EUST

Os Encargos de Uso do Sistema de Transmissão (EUST) representam o valor efetivamente pago pelos usuários do sistema de transmissão, sejam. O EUST é o resultado da multiplicação TUST pelo MUST.

Para os contratos de uso do sistema em caráter permanente, o EUST é calculado mensalmente considerando-se o maior valor entre o MUST contratado e o MUST verificado ou medido naquele mês, para cada ponto de conexão e horário de contratação (ponta e fora de ponta).

A apuração do EUST, bem como dos encargos apurados para cada usuário por ponto de conexão, é realizada pelo ONS por meio da plataforma SAMUST. Se a potência injetada ou a demanda elétrica verificada for superior ao MUST contratado, isso resultará em encargos adicionais. Um fator que contribui significativamente para o aumento do EUST é a perda do desconto na TUST, que pode elevar o encargo em uma porcentagem considerável (BITTENCOURT, 2023).

#### c) Parcela de ineficiência – PI

A Parcela de Ineficiência (PI) está relacionada à avaliação da eficiência na contratação do uso do sistema de transmissão. O ONS contabiliza essa parcela ao verificar as diferenças entre os MUST contratados e a demanda elétrica máxima medida por horário e ponto de conexão.

A Parcela de Ineficiência por Ultrapassagem (Plu) é aplicada aos agentes de geração sempre que a potência injetada ultrapassar em mais de 1% o MUST contratado em caráter permanente (MUSTper), ou seja, quando o MUST verificado exceder 101% do valor contratado. Nesses casos, além da cobrança regular do EUST sobre o montante medido, é acrescido um encargo adicional correspondente à Plu. A

tarifa aplicada à ultrapassagem é, em geral, equivalente ao triplo da TUST aplicável à geração, refletindo o ônus pela utilização excedente e não autorizada da capacidade da rede (ONS, 2022).

#### 2.1.4.2 Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão

O ONS utiliza o Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (SAMUST) para apuração das diferenças entre o MUST contratado e o valor medido em cada ponto de conexão, assim como os encargos apurados para cada usuário por ponto de conexão. O ONS permite ao agente de medição realizar a contestação dos dados.

A Figura 11 mostra, apenas para fins ilustrativos, o layout do SAMUST, onde são realizadas as apurações e contestações. O sistema disponibiliza todas as informações necessárias para realizar as análises do MUSTv, como a equação do ponto, dados das ultrapassagens, o MUST permanente, além dos aspectos regulatórios EUST e PI. Também é disponibilizado uma tabela com os instantes de cada ultrapassagem verificada, a origem dos dados, o MUSTv em MW, entre outras informações.

Figura 11 – Sistema de Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão

C		Data / Hora		Origem	Must Verificado MW	Must Verificado (Usuário) MW	Must Atribuído MW	Valores Contratados MW					Montante Ultrapassado MW	Montante Ultrapassado (%)
O	A							P	T	F	RC	Total		

Fonte: SAMUST (2025)

#### 2.1.4.3 Equação do ponto - SAMUST

A equação do ponto é definida com base no CUST firmado entre os agentes geradores. Com base nos contratos e contabilização o ONS realiza a definição de

relacionamentos entre os pontos de medição do SMF com os pontos de conexão dos empreendimentos para efeito de cálculo de MUST (JUVENAL, 2019).

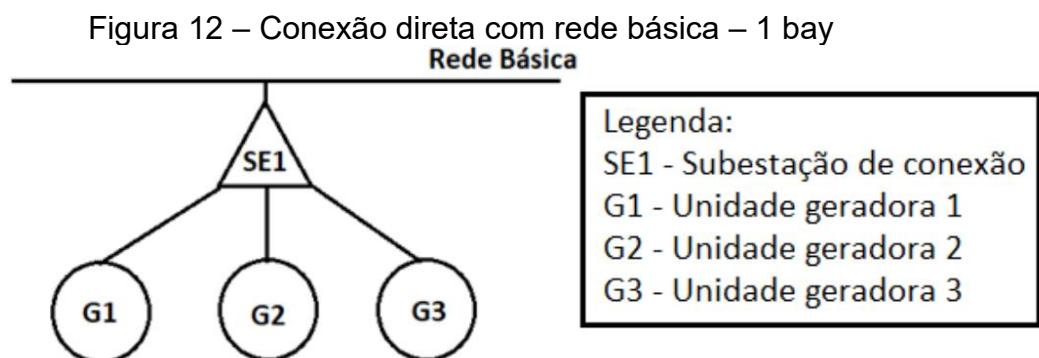
As equações de cálculo do MUSTv são analíticas e dependem diretamente da topologia específica do complexo de geração e de como suas unidades estão conectadas à rede básica. O ONS considera a estrutura organizacional do complexo e os pontos que estão conectados no mesmo local de ligação com a rede básica.

O cálculo do MUSTv envolve essencialmente um rateio da potência medida nos pontos de conexão com a rede básica (como um bay de conexão) entre as unidades geradoras (usinas) que contribuem para essa medição.

A equação específica aplicada pelo ONS para cada ponto de medição é disponibilizada para o agente de medição no SAMUST, onde também são realizadas as apurações e contestações dos dados (ANEEL, 2023).

Embora a equação exata varie com a topologia, uma estrutura genérica pode ser definida como a divisão da potência de uma unidade geradora específica pela soma das contribuições de potência de todas as unidades conectadas ao mesmo ponto de medição (subestação ou bay), multiplicada pela potência medida no ponto de conexão dessa subestação/bay com a rede básica (JUVENAL, 2019).

A Figura 12 mostra uma topologia onde as usinas de geração de energia elétrica, as quais estão classificadas como G1, G2 e G3, estão conectadas diretamente à rede básica através do bay de conexão, identificado como SE1.



Fonte: BITTENCOURT, 2023

Para a conexão descrita na Figura 12, o cálculo do MUST será conforme Equação 2:

$$\left\{ \begin{array}{l} MUSTv_{G_k} = \frac{G_k}{\sum_{k=1}^j \left( \frac{G_k + |G_k|}{2} \right)} \cdot SE1 \leftrightarrow (SE1 > 0) \wedge (G_k > 0) \\ MUSTv_{G_k} = 0 \leftrightarrow (SE1 \leq 0) \vee (G_k \leq 0) \end{array} \right. \quad (2)$$

Onde:

$MUSTv_{G_k}$  = montante do uso do sistema de transmissão da usina  $G_k$  em MW;

$G_k$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina  $G_k$  em análise;

$SE1$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do bay de conexão com a rede básica  $SE1$ ;

$j$  = quantidade de usinas de geração conectadas à  $SE1$ .

Para que os valores apurados sejam consistentes, é necessário atender a determinadas condições enfatizadas na Equação 2, através dos seguintes passos:

- i. Os cálculos devem ser realizados utilizando os valores absolutos, uma vez que o registro da demanda elétrica ativa considera a diferença entre os canais de geração e consumo, sendo que valores negativos devem ser tratados como zero;
- ii. Deve-se verificar se há injeção de potência ativa, ou seja, se a unidade geradora ( $G_k$ ) apresenta valor superior a zero e se o ponto de conexão (como  $SE1$ ) também possui potência injetada na rede básica.
- iii. Realizar a normalização da geração de todas as usinas, com o objetivo de uniformizar os dados e manter o foco na parcela efetivamente injetada na rede elétrica.

Essas condições visam garantir que apenas situações de efetiva injeção de potência sejam consideradas, desconsiderando casos em que há consumo pelas subestações ou pela própria usina, visto que esse consumo é normalmente muito inferior à geração.

Este trabalho não abordará as análises dos possíveis eventos devido à falha de comunicação, desligamento dos equipamentos, calibração dos medidores ou à falta de sincronismo, pois não foram obtidos dados consistentes ou possível

manipulação que reflita os eventos para realizar esta avaliação. Portanto, a análise é fundamentada sobre os impactos das avarias nas fases do Transformador de Corrente e Potencial que podem causar distorções na energia elétrica registrada e afetar o MUSTv.

## 3 METODOLOGIA

O estudo de caso em questão tem por objetivo analisar os impactos causados por inconsistências de medição, oriundos de falhas nos transformadores, de potencial e corrente, sobre o valor do Montante de Uso do Sistema de Transmissão verificado. Busca-se observar como a localização da falha — seja em unidades geradoras específicas ou na subestação do complexo — pode afetar de forma distinta o resultado do cálculo, considerando a estrutura da equação de verificação que envolve múltiplos pontos de medição.

### 3.1 DESCRIÇÃO DA METODOLOGIA

Para a realização deste estudo e das análises propostas, foram estabelecidas etapas específicas, que serão descritas e detalhadas ao longo deste tópico.

#### 3.1.1 Base de dados

A análise foi realizada com base em dados reais do Sistema de Medição para Faturamento de usinas centralizadores de geração de energia elétrica, os quais foram previamente validados e considerados consistentes. Com o intuito de manter o sigilo dos empreendimentos envolvidos, os nomes dos empreendimentos ou códigos de referência dos pontos de medição não serão divulgados.

Para fins de simulação, esses dados foram manipulados de forma controlada, com o intuito de representar falhas nos transformadores e, assim, avaliar os impactos dessas inconsistências no cálculo do MUSTv.

##### 3.1.1.1 *Definição do complexo*

Os dados utilizados são provenientes de um complexo com quatro unidades geradoras denominadas G1, G2, G3, e G4 conectados diretamente à rede básica através da subestação, identificada como SE.

### 3.1.1.2 *Obtenção dos dados*

Este trabalho tem por objetivo analisar a interferência de inconsistências de medição causadas por avarias nos transformadores. Foram analisadas seis categorias de inconsistências, classificadas da seguinte forma:

- 1) Três fases com leitura igual a zero;
- 2) Duas fases com leitura igual a zero;
- 3) Uma fase com leitura igual a zero;
- 4) Uma fase com leitura superior ao esperado;
- 5) Duas fases com leitura superior ao esperado;
- 6) Três fases com leitura superior ao esperado.

Embora essas falhas possam ocorrer, elas não se manifestam ao mesmo tempo em um único medidor. Além disso, a ocorrência em múltiplos medidores de um mesmo complexo, dentro de um mesmo período, é uma situação rara — ainda que possível. Por esse motivo, será utilizada uma base de dados real, devidamente manipulada para representar cada uma das seis possíveis inconsistências que podem ocorrer tanto no Transformador de Potencial (TP) quanto no Transformador de Corrente (TC).

Os dados disponíveis nos relatórios do SCDE são integralizados em intervalos de uma hora, o que inviabiliza sua utilização para a apuração do *MUST<sub>v</sub>*, cuja integralização ocorre a cada 15 minutos.

Diante dessa limitação, serão utilizados dados provenientes da empresa Way2 Tecnologia S.A., que atua no setor elétrico e dispõe de uma plataforma capaz de coletar informações da memória de massa dos medidores em intervalos de 5 minutos. Esses dados são enviados à CCEE, o que permite assumir que os dados utilizados neste trabalho são equivalentes aos utilizados oficialmente pela CCEE.

### 3.1.1.3 *Período de análise*

Com o objetivo de garantir um estudo focado, optou-se por realizar a análise com base em um único mês, fevereiro de 2025, considerando o período de 01/02 às 00:15h até 28/02 às 23:59:59h. O mês de fevereiro foi selecionado por apresentar ausência de ultrapassagens no *MUST<sub>v</sub>*, conforme abordado na Seção 4.1.

Todos os pontos que compõem a equação do *MUST<sub>v</sub>* foram avaliados e nenhum deles passou por ajustes de medição durante o período analisado. Dessa forma, é possível afirmar que os dados utilizados são consistentes e refletem fielmente as medições do mês.

### **3.1.2 Construção de cenários com inconsistências do TP/TC**

A magnitude de falha em cada fase do TP/TC pode variar conforme a qualidade da conexão e as condições de manutenção dos equipamentos. Embora essas falhas possam ocorrer em qualquer medidor individualmente, é rara a ocorrência simultânea das mesmas inconsistências em todos os pontos de medição de um mesmo complexo, ainda que seja uma possibilidade. Neste estudo, que envolve quatro unidades geradoras (G1 a G4) e uma subestação (SE), foram simuladas falhas de medição de forma isolada em cada ponto, com o objetivo de analisar o comportamento do *MUST<sub>v</sub>* em diferentes cenários. Para isso, foi necessário ajustar os dados de medição a fim de representar, de maneira coerente e controlada, os efeitos dessas falhas na aplicação da equação do *MUST*.

Cada fase dos transformadores contribui com um terço da energia elétrica registrada, conforme apresentado no tópico “Magnitude da fase de TC/TP”, no Capítulo 2.1.3.4, que trata das “Possíveis inconsistências de medições”. Com base nesse princípio, os dados reais foram manipulados considerando falhas proporcionalmente a esse conceito, simulando variações em cada fase de acordo com as inconsistências previstas:

- a) Três fases com leitura igual a zero: redução de 100% da energia elétrica registrada;
- b) Duas fases com leitura igual a zero: redução de aproximadamente dois terços da energia elétrica registrada;
- c) Uma fase com leitura igual a zero: redução de aproximadamente um terço da energia elétrica registrada;
- d) Uma fase com leitura superior ao esperado: aumento de aproximadamente um terço da energia elétrica registrada;
- e) Duas fases com leitura superior ao esperado: aumento de aproximadamente dois terços da energia elétrica registrada;

- f) Três fases com leitura superior ao esperado: aumento de 100% da energia elétrica registrada.

Essas manipulações foram aplicadas sobre os dados de energia elétrica ativa de todos os pontos que compõem a equação do  $MUSTv$ , ou seja, a subestação e as quatro unidades geradoras do complexo analisado. Não foram utilizados dados dos transformadores em si, mas a consideração da proporcionalidade de cada fase sobre a energia elétrica.

Foram consideradas as permanências de falhas nos transformadores para todo o mês de fevereiro analisado. Ou seja, os dados foram manipulados para a energia elétrica representar cada cenário de falha descrito anteriormente ocorrendo pelo período completo.

### 3.1.3 Cálculo do MUST verificado

Com as usinas definidas e os dados obtidos, o cálculo do  $MUSTv$  é realizado em um único ponto de análise: unidade geradora G1. Todavia, as simulações de inconsistências são realizadas em todos as usinas geradoras, incluindo G1 e na subestação (SE). O objetivo principal é avaliar o comportamento do  $MUSTv$  na presença de falhas localizadas em diferentes pontos do complexo gerador.

A equação básica definida pelo ONS para o cálculo do montante foi apresentada no Capítulo 2.1.4.3, referente à “Equação do Ponto – SAMUST”, conforme descrito na revisão bibliográfica. Dessa forma, a equação principal do  $MUSTv$  da unidade geradora G1 está descrita na Equação 3:

$$\begin{cases} MUSTv_{G1i} = \frac{G1_i}{(2.a)} \cdot SE \leftrightarrow (1.a) \\ MUSTv_{G1} = 0 \leftrightarrow (3.a) \end{cases} \quad (3)$$

$$(MUSTv_{G1} > 0) \wedge (SE > 0) \quad (1.a)$$

$$\left( \frac{G1_i + |G1_i|}{2} + \frac{G2_i + |G2_i|}{2} + \frac{G3_i + |G3_i|}{2} + \frac{G4_i + |G4_i|}{2} \right) \quad (2.a)$$

$$(SE \leq 0) \vee (MUSTv_{G1} \leq 0) \quad (3.a)$$

Onde:

$MUSTv_{G1}$  = montante do uso do sistema de transmissão da usina G1, em MW, no instante  $i$ ;

$SE$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do ponto de conexão com a rede básica do Complexo em estudo no instante  $i$ ;

$G1_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G1 no instante  $i$ ;

$G2_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G2 no instante  $i$ ;

$G3_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G3 no instante  $i$ ;

$G4_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G4 no instante  $i$ .

Em todos os casos, são aplicadas as seis categorias de inconsistências previamente definidas no TP/TC, com o intuito de observar como cada tipo de falha afeta o valor do  $MUSTv$  calculado para o ponto em análise (G1).

São analisados os seguintes cenários:

a) Cálculo do  $MUSTv$  na G1 com falha na SE, Equação 4;

$$\begin{cases} MUSTv_{G1i} = \frac{G1_i}{(1.b)} \cdot SE_x \leftrightarrow (1.a) \\ MUSTv_{G1} = 0 \leftrightarrow (3.a) \end{cases} \quad (4)$$

$$(MUSTv_{G1} > 0) \wedge (SE > 0) \quad (1.a)$$

$$\left( \frac{G1_i + |G1_i|}{2} + \frac{G2_i + |G2_i|}{2} + \frac{G3_i + |G3_i|}{2} + \frac{G4_i + |G4_i|}{2} \right) \quad (1.b)$$

$$(SE \leq 0) \vee (MUSTv_{G1} \leq 0) \quad (3.a)$$

Onde:

$MUSTv_{G1}$  = montante do uso do sistema de transmissão da usina G1, em MW, no instante  $i$ ;

$SE_x$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do ponto de conexão com a rede básica do Complexo em estudo no instante  $i$ , considerando variações nos valores de demanda elétrica simuladas a partir das inconsistências estipuladas no TP/TC;

$G1_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G1 no instante  $i$ ;

$G2_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G2 no instante  $i$ ;

$G3_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G3 no instante  $i$ ;

$G4_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G4 no instante  $i$ .

b) Cálculo do  $MUSTv$  na G1 com falha na própria G1, Equação 5;

$$\begin{cases} MUSTv_{G1i} = \frac{G1_{ix}}{(1.c)} \cdot SE \leftrightarrow (1.a) \\ MUSTv_{G1} = 0 \leftrightarrow (3.a) \end{cases} \quad (5)$$

$$(MUSTv_{G1} > 0) \wedge (SE > 0) \quad (1.a)$$

$$\left( \frac{G1_{ix} + |G1_{ix}|}{2} + \frac{G2_i + |G2_i|}{2} + \frac{G3_i + |G3_i|}{2} + \frac{G4_i + |G4_i|}{2} \right) \quad (1.c)$$

$$(SE \leq 0) \vee (MUSTv_{G1} \leq 0) \quad (3.a)$$

Onde:

$MUSTv_{G1}$  = montante do uso do sistema de transmissão da usina G1, em MW, no instante  $i$ ;

$SE$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do ponto de conexão com a rede básica do Complexo em estudo no instante  $i$ ;

$G1_{ix}$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G1 no instante  $i$ , considerando variações nos valores de demanda elétrica simuladas a partir das inconsistências estipuladas no TP/TC;

$G2_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G2 no instante  $i$ ;

$G3_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G3 no instante  $i$ ;

$G4_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G4 no instante  $i$ .

c) Cálculo do  $MUSTv$  na G1 com falha em G2, Equação 6;

$$\begin{cases} MUSTv_{G1i} = \frac{G1_i}{(1.d)} \cdot SE \leftrightarrow (1.a) \\ MUSTv_{G1} = 0 \leftrightarrow (3.a) \end{cases} \quad (6)$$

$$(MUSTv_{G1} > 0) \wedge (SE > 0) \quad (1.a)$$

$$\left( \frac{G1_i + |G1_i|}{2} + \frac{G2_{ix} + |G2_{ix}|}{2} + \frac{G3_i + |G3_i|}{2} + \frac{G4_i + |G4_i|}{2} \right) \quad (1.d)$$

$$(SE \leq 0) \vee (MUSTv_{G1} \leq 0) \quad (3.a)$$

Onde:

$MUSTv_{G1}$  = montante do uso do sistema de transmissão da usina G1, em MW, no instante  $i$ ;

$SE$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, do ponto de conexão com a rede básica do Complexo em estudo no instante  $i$ ;

$G1_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G1 no instante  $i$ ;

$G2_{ix}$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G2 no instante  $i$ , considerando variações nos valores de demanda elétrica simuladas a partir das inconsistências estipuladas no TP/TC;

$G3_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G3 no instante  $i$ ;

$G4_i$  = potência ativa de geração menos o consumo, em MW e na integralização de quinze minutos, da usina G4 no instante  $i$ .

d) Cálculo do  $MUST_v$  na G1 com falha em G3;

e) Cálculo do  $MUST_v$  na G1 com falha em G4;

Para a verificação dos cenários  $d$ ,  $e$  e as equações aplicadas serão iguais a Equação 6, sendo alterado apenas a usina geradora com falha em análise.

## 4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

O presente capítulo dedica-se à análise e discussão dos resultados obtidos a partir da metodologia proposta. Serão detalhadas as verificações do (MUSTv com foco na unidade geradora G1. Para isso, serão utilizados os dados de demanda elétrica ativa integralizados a cada 15 minutos e as simulações de falhas nos transformadores, TP/TC. A análise abrange os impactos de diferentes cenários de inconsistências de medição, localizadas tanto na subestação (SE) quanto nas unidades geradoras (G1, G2, G3 e G4) do complexo, com o objetivo de evidenciar como essas falhas influenciam o comportamento do MUSTv apurado para a G1 e suas potenciais consequências para os agentes do setor elétrico.

### 4.1 ANÁLISE DOS DADOS

Com base na metodologia descrita dos itens 3.1.2 e 3.1.3, é possível realizar a verificação do MUST com as informações do SMF das geradoras e utilizando as manipulações para simulação de avarias no Transformador de Corrente/Potencial.

A apuração dos dados ocorreu na unidade geradora G1 com base nos dados de demanda elétrica ativa, em 15 minutos em MW (megawatts). Sendo aplicado a metodologia do item 3.1.3 para apuração de cada tipo de inconsistência verificada.

Os valores de demanda elétrica contratada, MUST verificado e a porcentagem da ultrapassagem da demanda elétrica do complexo escolhido, sem aplicação das inconsistências de medição, podem ser visualizados na Tabela 1.

Tabela 1 – Demanda elétrica contratada e MUSTv – Dados originais

Usina	Demanda Contratada (MW)	MUSTv (MW)	Utilização do Limite (%)	Ultrapassagem (%)
G1	29,70	28,13	94,70	Não houve
G2	29,13	25,28	86,80	Não houve
G3	29,23	29,04	99,36	Não houve
G4	29,70	22,66	76,29	Não houve

Fonte: elaborado pela autora

Nenhuma das usinas teve ultrapassagem no MUTSv no mês de fevereiro de 2025. Foram verificados os registros no SCDE e não ocorreu nenhum ajuste de medição para nenhum ponto envolvido no período escolhido para análise.

#### 4.1.1 Caso 1 – Variações das fases do Transformador na SE

A primeira situação de estudo de caso é considerar as variações das três fases do transformador na subestação (SE) e realizar o cálculo do MUSTv na usina G1, analisando os impactos das inconsistências no ponto principal de análise, unidade geradora G1.

A Tabela 2 mostra os valores de demanda elétrica contratada, MUST verificado e a porcentagem da ultrapassagem da demanda elétrica na usina G1, com as aplicações das seis inconsistências no TP/TC na SE determinadas no Capítulo 3.1.2.

Tabela 2 – MUSTv de G1 com variações no transformador na SE

Inconsistência na SE	Demanda Contratada (MW)	MUSTv (MW)	Utilização do Limite (%)	Ultrapassagem (%)
Aumento de uma fase	29,70	37,50	126,27	26,27
Redução de uma fase	29,70	18,75	63,14	Não houve
Aumento de duas fases	29,70	46,88	157,84	57,84
Redução de duas fases	29,70	9,38	31,57	Não houve
Aumento de três fases	29,70	56,25	189,41	89,41
Redução de três fases	29,70	0	0	Não houve

Fonte: elaborado pela autora

O aumento das fases reflete um aumento da energia elétrica e em todos esses casos resultou na ultrapassagem da demanda elétrica contratada. Observa-se que, na equação básica para o cálculo do MUST, descrita na Equação 2, o valor de G1 é diretamente proporcional a SE, ou seja, ao manter as demais usinas do complexo constantes, sem alteração, o valor de G1 aumenta na mesma proporção de SE.

Da mesma forma, a diminuição da energia elétrica devido a redução das fases reflete em MUST verificados inferiores ao caso original apresentado na Tabela 1.

A maior ultrapassagem registrada para as inconsistências na SE foi o aumento das três fases, resultando em uma ultrapassagem de 89,41% do MUST. Já o menor valor registrado foi de 0% com a redução das três fases.

A redução das três fases leva em uma energia elétrica nula. Nesse caso, o valor esperado no MUSTv era zero, devido ao critério pré-estabelecido na análise do MUST onde os períodos que a subestação registrasse valores iguais ou menores que zero o MUSTv seria automaticamente considerado zero.

#### 4.1.2 Caso 2 – Variações das fases do Transformador na G1

Para este caso, foram consideradas as avarias no transformador da usina geradora G1, sendo calculado o valor do MUSTv correspondente, com o objetivo de avaliar os impactos no ponto de análise, que também foram inseridas as inconsistências.

A Tabela 3 mostra os valores de demanda elétrica contratada, MUST verificado e a porcentagem da ultrapassagem da demanda elétrica na usina G1, com as aplicações das seis inconsistências no TP/TC em G1 determinadas no Capítulo 3.1.2.

Tabela 3 – MUSTv de G1 com variações no transformador em G1

Inconsistência em G1	Demanda Contratada (MW)	MUSTv (MW)	Utilização do Limite (%)	Ultrapassagem (%)
Aumento de uma fase	29,70	34,17	115,07	15,07
Redução de uma fase	29,70	20,77	69,95	Não houve
Aumento de duas fases	29,70	39,24	132,11	32,11
Redução de duas fases	29,70	12,68	42,71	Não houve
Aumento de três fases	29,70	43,54	146,59	46,59
Redução de três fases	29,70	0	0	Não houve

Fonte: elaborado pela autora

Assim como para o caso das inconsistências na SE, ao reduzir as fases o MUST verificado foi inferior aos dados originais. Para as situações de aumento das fases, todas resultaram em ultrapassagens embora inferiores as apontadas para SE.

Na equação do MUST, o valor final é obtido pela multiplicação entre um fator proporcional à geração da G1 e outro fator relacionado à SE. Quando se aumenta o valor associado à G1, mantendo constantes os valores das demais Usinas Geradoras (UGs), esse fator proporcional também aumenta, mas de forma limitada, pois a G1 também compõe o total de geração considerado no denominador. Dessa forma, o impacto no resultado é menor do que o aumento das fases na SE.

O maior valor de demanda elétrica registrada ocorreu no aumento das três fases, com 46,59% de ultrapassagem. Com a redução total da energia elétrica, o MUSTv para G1 também retornou valores nulos devido à condição obrigatória do ponto de análise possuir valores maiores que zero.

#### 4.1.3 Caso 3 – Variações das fases do Transformador na G2, G3 e G4

As inconsistências nos transformadores foram avaliadas nas demais usinas que compõem a equação do MUST de G1. As seis avarias no TP/TC determinadas no Capítulo 3.1.2. foram aplicadas na G2, G3 e G4, e realizado o cálculo do MUSTv para G1 separadamente.

Os valores de demanda elétrica contratada, MUST verificado e a porcentagem da ultrapassagem da demanda elétrica na usina G1, com as aplicações das seis inconsistências no TP/TC em G2, G3 e G3 são apresentadas na Tabela 4, Tabela 5 e Tabela 6, respectivamente.

Tabela 4 – MUSTv de G1 com variações no transformador em G2

Inconsistência em G2	Demanda Contratada (MW)	MUSTv (MW)	Utilização do Limite (%)	Ultrapassagem (%)
Aumento de uma fase	29,70	26,17	88,12	Não houve
Redução de uma fase	29,70	30,40	102,35	2,35
Aumento de duas fases	29,70	24,47	82,40	Não houve
Redução de duas fases	29,70	33,97	111,34	11,34

<b>Aumento de três fases</b>	29,70	22,98	77,37	Não houve
<b>Redução de três fases</b>	29,70	36,25	122,05	22,05

Fonte: elaborado pela autora

Tabela 5 – MUSTv de G1 com variações no transformador em G3

Inconsistência em G3	Demanda Contratada (MW)	MUSTv (MW)	Utilização do Limite (%)	Ultrapassagem (%)
<b>Aumento de uma fase</b>	29,70	25,89	87,16	Não houve
<b>Redução de uma fase</b>	29,70	30,79	103,68	3,68
<b>Aumento de duas fases</b>	29,70	23,98	80,73	Não houve
<b>Redução de duas fases</b>	29,70	34,02	114,53	14,53
<b>Aumento de três fases</b>	29,70	22,33	75,18	Não houve
<b>Redução de três fases</b>	29,70	45,86	154,42	54,42

Fonte: elaborado pela autora

Tabela 6 – MUSTv de G1 com variações no transformador em G4

Inconsistência em G4	Demanda Contratada (MW)	MUSTv (MW)	Utilização do Limite (%)	Ultrapassagem (%)
<b>Aumento de uma fase</b>	29,70	26,17	88,12	Não houve
<b>Redução de uma fase</b>	29,70	30,40	102,35	2,35
<b>Aumento de duas fases</b>	29,70	24,47	82,39	Não houve
<b>Redução de duas fases</b>	29,70	33,07	111,34	11,34
<b>Aumento de três fases</b>	29,70	22,98	77,37	Não houve
<b>Redução de três fases</b>	29,70	36,25	122,06	22,06

Fonte: elaborado pela autora

Com o aumento das fases nas usinas G2, G3 e G4, o MUSTv de G1 diminui. Isso ocorre porque, ao aumentar a contribuição das UGs no total da geração, a participação relativa da G1 se torna menor. Como consequência, o valor final da

expressão também se reduz, já que a fração que representa o peso da G1 sobre o total permanece menor.

Dessa forma, com a redução das fases ocorreu ultrapassagens em G1. Quando as avarias são apresentadas em G3, as ultrapassagens são superiores comparadas com G2 e G4, consequência dos valores superiores de G3 já observados na Tabela 1 com os dados originais das usinas.

As maiores ultrapassagens em todos os casos foram observadas nas reduções das três fases do transformador, tendo como 22,05%, 54,42% e 22,06% em G2, G3 e G4, respectivamente.

## 4.2 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Este trabalho tem como proposta a análise de avarias em transformadores de corrente e transformadores de potencial dentro do SMF. Tais falhas são pontuais e específicas, e não ocorrem com frequência, mas quando presentes, podem comprometer significativamente a precisão das medições de energia elétrica. Essas anomalias podem gerar leituras incorretas, tanto por excesso quanto por déficit, impactando diretamente a apuração do faturamento e a conformidade com os procedimentos de rede.

A proposta deste estudo é demonstrar, com base na manipulação e análise de dados reais, como essas falhas se manifestam e o quanto podem afetar o MUST verificado, destacando a importância de sua identificação precoce e correção adequada para garantir a confiabilidade dos dados medidos.

A manipulação dos dados de energia elétrica foi realizada com base nas características de interferência observadas em cada fase do transformador, conforme a Subseção 3.1.2. Essa abordagem permitiu identificar e isolar os efeitos provocados por quedas ou aumentos de tensão em fases específicas. Os dados tratados refletiram as inconsistências de medição, possibilitando sua utilização para o cálculo do MUSTv em diferentes cenários de anomalias nos TPs/TCs.

O aumento da energia elétrica, decorrente da elevação no número de fases do transformador, resultou em ultrapassagens do MUSTv apenas quando as inconsistências ocorreram na subestação (SE) e no ponto de análise (G1). Ultrapassagens no MUSTv também foram observadas no ponto de análise durante a

redução de energia elétrica, porém foram causadas por inconsistências associadas às quedas das fases nas usinas geradores G2, G3 e G4.

Nas situações em que falhas nos transformadores resultam em um MUSTv inferior ao valor contratado, o agente continuará sendo faturado com base no MUSTper, ou seja, não há redução no faturamento. Contudo, caso essa condição não seja devidamente contestada e se repita ao longo do período de apuração anual, há o risco de aplicação da Parcela de Ineficiência por Sobrecontratação, penalizando o agente pela subutilização da capacidade contratada.

Apesar do foco de análise ser o ponto G1, ficou evidente que qualquer falha resultante no aumento de uma ou mais fases do transformador da subestação resulta em ultrapassagens em todos os agentes do complexo. Devido à estrutura da equação do MUST, conforme Equação 2, inconsistências aplicadas diretamente na subestação geram impactos mais expressivos, pois a SE afeta todos os cálculos de MUST do complexo gerador.

Inconsistências que resultam na redução total da energia elétrica medida, decorrentes de falhas na magnitude das três fases dos transformadores, configuram um ponto de atenção relevante para o ONS. Isso se deve ao fato de que usinas geradoras, em condições normais de operação, raramente permanecem completamente inativas por longos períodos consecutivos. Nessas situações, o ONS pode recorrer a outras bases de dados operacionais para verificar a divergência, identificando possíveis falhas de medição. A constatação dessas inconsistências pode levar à aplicação de penalidades por parte do órgão regulador, uma vez que afetam diretamente a confiabilidade dos dados utilizados nos processos de contabilização e fiscalização do setor elétrico.

Mesmo desconsiderando os cenários mais extremos, como a perda ou aumento simultâneo das três fases do transformador, as ultrapassagens registradas foram todas superiores a 1%.

Com base na Subseção 2.1.4.1, ultrapassagens de até 1% entre o MUST contratado e o MUST verificado são aceitas sem penalidades diretas. Nesses casos, EUST é calculado com base no maior valor entre o contratado e o verificado, aplicando-se a tarifa normal de uso (TUST). No entanto, se a ultrapassagem ultrapassar 1%, incide sobre o excedente a Plu, que aplica uma tarifa triplicada sobre o valor excedente. Essa penalidade representa um aumento expressivo no encargo financeiro do agente.

Além disso, para usinas incentivadas, a ultrapassagem de certos limites de potência injetada pode levar à perda do desconto na TUST. Esse desconto pode ser anulado se houver reincidência de ultrapassagens em mais de três períodos de comercialização em um mês, onde a penalidade pode se estender por até 12 meses. A perda desse benefício implica um aumento potencial de até 250% no valor do EUST, mesmo que a Plu não tenha sido acionada.

## 5 CONCLUSÃO

A expansão do sistema elétrico brasileiro ao longo das últimas décadas trouxe avanços significativos em geração, transmissão e integração nacional. Esse crescimento também impôs desafios operacionais e regulatórios, exigindo maior rigor nos processos de controle e confiabilidade dos dados de energia elétrica. Assim, foram desenvolvidos mecanismos de medição, fiscalização e apuração que visam minimizar impactos no sistema elétrico, garantindo a estabilidade, o equilíbrio entre os agentes e a eficiência do uso da infraestrutura.

O SCDE, operado pela CCEE, coleta e processa diariamente os dados de medição provenientes do SMF, que é a principal fonte para faturamento e controle de energia elétrica. No entanto, como esses dados são transmitidos por equipamentos físicos, podem sofrer falhas técnicas. Entre os principais problemas está a avaria de uma ou mais fases dos transformadores de potencial (TP) ou corrente (TC), o que pode causar distorções significativas na medição da energia elétrica e impactar no MUST verificado.

Visto essa problemática, o presente trabalho analisa o montante do uso do sistema de transmissão, considerando cenários com inconsistências de medição causadas por danos nos transformadores.

Conforme proposto nos objetivos, foram realizadas análises com base em dados reais, manipulados para simular as interferências da queda e aumento das fases na apuração do MUSTv em um ponto de análise do complexo gerador. Para que o objetivo principal fosse atingido, foram apresentados os conceitos regulatórios necessários para a apuração dos montantes e as inconsistências de medições. As manipulações foram aplicadas individualmente em cada variável que compõe a equação do MUSTv, com objetivo de observar o comportamento do MUSTv diante de interferências em diferentes pontos da medição, permitindo uma análise do impacto de cada inconsistência.

Com os devidos cálculos efetuados e aplicados aos cenários de inconsistências simuladas, foi possível verificar o impacto direto das avarias nos transformadores sobre a apuração do MUSTv. Observou-se que o aumento de fases, provocado por falhas nos TPs/TCs, causa ultrapassagens no MUSTV apenas quando a avaria ocorre no ponto de análise em si ou na subestação do complexo, ou seja,

para o caso em análise, G1 e SE. Já as reduções de fase impactam o MUSTv quando ocorrem somente nas demais usinas geradoras do complexo (G2, G3 e G4).

Além disso, as ultrapassagens decorrentes do aumento de fases apresentaram maior magnitude em relação às causadas por reduções. Isso se deve tanto ao fato de que o aumento de fases eleva diretamente a energia elétrica medida enquanto a redução a diminui, quanto à estrutura da equação do MUST, na qual os valores do ponto de análise e da subestação exercem maior influência sobre o resultado.

Mesmo desconsiderando os cenários mais extremos, com aumento ou queda total de fases, ainda foram identificadas ultrapassagens superiores a 1% no valor do MUSTv. Embora numericamente pequenas, essas ultrapassagens são financeiramente relevantes, pois podem aumentar o custo do EUST, ativar a penalidade da Plu e, em casos mais críticos, levar à perda de incentivos regulatórios.

Outra questão muito importante a ser levada em consideração é o desalinhamento entre o período de coleta dos dados pelo ONS e a janela de ajustes do SCDE. Ainda que o ONS utilize majoritariamente os dados disponíveis no SCDE, há uma grande possibilidade de que as inconsistências de medição — como as causadas por avarias em TPs ou TCs — não estejam ajustadas a tempo de serem consideradas, o que pode resultar em ultrapassagens indevidas no MUSTv.

Diante disso, destaca-se a importância de uma análise criteriosa dos dados de medição por parte dos agentes de medição. Tal cuidado torna-se ainda mais essencial quando o agente utiliza uma equação de MUSTv que inclui pontos de medição compartilhadoa com outra empresa: nesse arranjo, qualquer inconsistência — seja na coleta, seja no registro — compromete simultaneamente as obrigações de ambas as partes. Conforme as regras do SCDE, cada agente de medição permanece responsável pela integridade dos dados do ponto sob sua titularidade, bem como pelos ajustes que se fazem necessários sempre que forem identificadas inconsistências de medição. A ausência de correção pode impactar na apuração do MUST verificado, uma vez que não será possível solicitar o uso dos dados ajustados, acarretando penalidades indevidas, tanto pelo excesso quanto pela subutilização, e afetando negativamente a contabilização de todos os envolvidos.

A identificação e correção de inconsistências de medição, como avarias em transformadores, são essenciais para garantir a integridade dos dados e oferecer subsídios para contestação junto ao ONS, caso a apuração utilize registros

inconsistentes. Em síntese, o estudo demonstra que falhas em TPs ou TCs exercem impacto significativo sobre o cálculo do MUSTv, evidenciando a necessidade de controle rigoroso e revisão constante das medições para evitar prejuízos operacionais e financeiros.

## 5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Este trabalho teve foco principal na análise do MUSTv sob inconsistências de medição oriundas de avarias nos transformadores, sendo escolhido esse caso de estudo pela viabilidade de manipulação direta dos dados para simulação dos cenários. Entretanto, existem outros contextos relevantes que merecem aprofundamento e podem ampliar a compreensão sobre os impactos das falhas de medição no sistema elétrico.

Uma possibilidade de desenvolvimento futuro é o estudo da perda de incentivos regulatórios por ultrapassagens no MUSTv causadas por inconsistências de medição, analisando a repercussão econômica para os empreendimentos, especialmente os enquadrados como incentivados.

Outra sugestão é a avaliação do uso de controladores de demanda elétrica e sua eficácia diante de medições inconsistentes. Seria relevante entender até que ponto esses dispositivos são capazes de evitar ultrapassagens causadas por erros de medição e como atuam diante de variações não reais nos dados coletados.

Além disso, destaca-se a importância de investigar o impacto de outras inconsistências mencionadas na subseção 2.1.3.4, com ênfase no problema do sincronismo de relógios dos medidores. O deslocamento temporal da energia elétrica medida pode causar distorções significativas na apuração do MUSTv, sendo um tema que merece análise técnica aprofundada.

## REFERÊNCIAS

**ALMEIDA, J. A. J.** P&D no setor elétrico brasileiro: um estudo de caso na companhia hidro elétrica do São Francisco. 2008. Dissertação (Mestrado em Economia) – Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

**ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** Resolução Normativa nº 666, de 23 de junho de 2015. Regulamenta a contratação do uso do sistema de transmissão em caráter permanente, flexível, temporário e de reserva de capacidade, as formas de estabelecimento dos encargos correspondentes e dá outras providências. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015666.pdf>. Acesso em: 26 abr. 2025.

**ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** Resolução Normativa nº 1.005, de 13 de dezembro de 2022. Estabelece os critérios e procedimentos para a apuração do Montante de Uso do Sistema de Transmissão – MUST. Diário Oficial da União: seção 1, Brasília, DF, 14 dez. 2022. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221005.pdf>. Acesso em: 21 abr. 2025.

**ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA.** Submódulo 6.8. Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão. Brasília, 2023. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20223424\\_2\\_2.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20223424_2_2.pdf). Acesso em: 20 mar. 2025.

**BITTENCOURT, Victor Hugo.** Análise do montante do uso do sistema de transmissão de usinas eólicas em função da sobre e subutilização do ponto de conexão em função do CUST. 2023. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) – Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina, Câmpus Florianópolis, Florianópolis, 2023.

**BRASIL.** Decreto-lei nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Decreta o Código de Águas. Lex: coletânea de legislação: edição federal, Rio de Janeiro, 1934.

**BRASIL.** Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em: [https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm). Acesso em: 26 abr. 2025.

**CAMARGO, L. G. B. C.** O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea. 2005. Dissertação (Bacharel em Direito) – Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas, Universidade Católica de Santos, Santos, 2005.

**CAPETTA, Dalmir.** Sistemas de medição para faturamento e o mercado de energia elétrica: uma visão crítica do referencial regulatório. 2009.

**CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** Submódulo 2.1 – Coleta e ajuste de medição. Versão 5.0. São Paulo: CCEE, 2023. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/2.1\\_-\\_Coleta\\_e\\_ajuste\\_de\\_medicao\\_v\\_5.0.pdf/4366a862-0112-d65f-c86b-8d58e3116bb4](https://www.ccee.org.br/documents/80415/29314541/2.1_-_Coleta_e_ajuste_de_medicao_v_5.0.pdf/4366a862-0112-d65f-c86b-8d58e3116bb4). Acesso em: 21 abr. 2025.

**CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.** 01 – Medição Física: versão 2025.1.0. São Paulo: CCEE, 2024. Disponível em: [https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/01%20-%20Medi%C3%A7%C3%A3o%20F%C3%ADsica\\_2025.1.0-JAN.pdf/fe4c9dd6-bbd0-27c4-385d-c87aff5d6175](https://www.ccee.org.br/documents/80415/29147671/01%20-%20Medi%C3%A7%C3%A3o%20F%C3%ADsica_2025.1.0-JAN.pdf/fe4c9dd6-bbd0-27c4-385d-c87aff5d6175). Acesso em: 26 abr. 2025.

**EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA.** Planejamento da Expansão. 2023. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/energia-eletrica/expansao-da-geracao/planejamento-da-expans%C3%A3o>. Acesso em: 25 abr. 2025.

**EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA.** Mapa do Sistema Interligado Nacional. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-168/Mapa%20do%20Sistema%20Integrado%20Nacional.pdf>. Acesso em: 26 abr. 2025.

**FERREIRA,** Carlos Kawall Leal. Privatização do setor elétrico no Brasil. In: PINHEIRO, Armando Castelar; FUKASAKU, Kiichiro (Ed.). A privatização no Brasil: o caso dos serviços de utilidade pública. Rio de Janeiro: Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, 2000. p. 179–220. Disponível em: <https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/14479>. Acesso em: 23 abr. 2025.

**JUVENAL,** Waleska Karoline Garcia. Análise da apuração do Montante de Uso do Sistema de Transmissão para Geradores Eólicos com base em dados reais. 2019. 59 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Departamento Acadêmico de Eletrotécnica, Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnológica de Santa Catarina – Câmpus Florianópolis, Florianópolis, 2019.

**ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.** Cartilha do Sistema de Medição para Faturamento. Nota Técnica ONS NT 0170/2015. Rio de Janeiro: ONS, 2015. Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Cartilha\\_SistemaMedicaoFaturamento.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Cartilha_SistemaMedicaoFaturamento.pdf). Acesso em: 29 abr. 2025.

**ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.** O que é o ONS. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em: 26 abr. 2025.

**ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.** Submódulo 6.8 – Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão. Rio de Janeiro: ONS, 2022. Disponível em: [https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Submodulo\\_6.8-RS\\_2022.11.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Submodulo_6.8-RS_2022.11.pdf). Acesso em: 15 maio 2025.

**ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO.** Submódulo 15.7 – Apuração dos Montantes de Uso do Sistema de Transmissão. Rio de Janeiro: ONS, 2016. Disponível em:

[https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Submodulo\\_15.7\\_2016.12.pdf](https://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/Submodulo_15.7_2016.12.pdf). Acesso em: 15 maio 2025.

**RUDNICK, Hugh et al.** Economically adapted transmission systems in open access schemes – application of genetic algorithms. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 11, n. 3, p. 1427-1440, 1996.

**SACCOL, Amarolinda Zanela; REINHARD, Nicolau.** Tecnologias de informação móveis, sem fio e ubíquas: definições, estado-da-arte e oportunidades de pesquisa. *RAC: Revista de Administração Contemporânea*, v. 11, n. 4, 2007.

**SANTA CATARINA.** Secretaria de Estado do Planejamento. [Indicadores de Educação]: número de Escolas da Rede Estadual – Total. Santa Catarina, [2015]. Disponível em:

[https://sites.google.com/a/spg.sc.gov.br/portal/indicadores/ind\\_educacao/instituicoes-de-ensino/escolas/rede-estadual](https://sites.google.com/a/spg.sc.gov.br/portal/indicadores/ind_educacao/instituicoes-de-ensino/escolas/rede-estadual). Acesso em: 28 mar. 2022.

**SANTOS, Felipe Marques et al.** Sistema elétrico brasileiro: histórico, estrutura e análise de investimentos no setor. 2015.

**SOUSA, Felipe Alves Pinheiro.** Análise da energia elétrica no Brasil. 2018. 40 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) – Curso de Engenharia de Controle e Automação, Colegiado do Curso de Engenharia de Controle e Automação, Universidade Federal de Ouro Preto – Escola de Minas, Ouro Preto, 2018.

**SOUZA, Luiz Henrique.** Proteção e seletividade em sistemas elétricos – Capítulo II: Transformadores de corrente e de potencial. *Revista O Setor Elétrico*, ed. 49, fev. 2010. Disponível em: <https://www.osetoelettrico.com.br>. Acesso em: 16 maio 2025.

**TESTI, Renato Deladea et al.** Algoritmo baseado em enxame de partículas para otimização da contratação do montante de uso do sistema de transmissão. 2018.