

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Lucas Marcelo de Deus

SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO: ESTUDOS DE CASOS DE INCONSISTÊNCIAS NA MEDIÇÃO DE USINAS GERADORAS E O IMPACTO FINANCEIRO DEVIDO À APLICAÇÃO DE PENALIDADES DE MEDIÇÃO E CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA.

Florianópolis

2021

Lucas Marcelo de Deus

SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO: ESTUDOS DE CASOS DE INCONSISTÊNCIAS NA MEDIÇÃO DE USINAS GERADORAS E O IMPACTO FINANCEIRO DEVIDO À APLICAÇÃO DE PENALIDADES DE MEDIÇÃO E CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA.

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Helena Flávia Naspolini, Dra.

Coorientadora: Tecnól. Waleska Karoline Garcia Juvenal

Florianópolis

2021

Ficha de identificação da obra elaborada pelo autor,
através do Programa de Geração Automática da Biblioteca Universitária da UFSC.

Deus, Lucas Marcelo de
SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO: ESTUDOS DE CASOS
DE INCONSISTÊNCIAS NA MEDIÇÃO DE USINAS GERADORAS E O
IMPACTO FINANCEIRO DEVIDO À APLICAÇÃO DE PENALIDADES DE
MEDIÇÃO E CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA / Lucas Marcelo de
Deus ; orientadora, Helena Flávia Napolini,
coorientadora, Waleska Karoline Garcia Juvenal, 2021.
93 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) -
Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico,
Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2021.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistema de medição para
faturamento. 3. Penalidades de medição. 4. CCEE. I.
Napolini, Helena Flávia. II. Juvenal, Waleska Karoline
Garcia. III. Universidade Federal de Santa Catarina.
Graduação em Engenharia Elétrica. IV. Título.

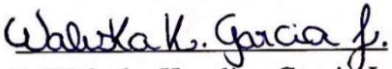
Lucas Marcelo de Deus

SISTEMA DE MEDIÇÃO PARA FATURAMENTO: ESTUDOS DE CASOS DE INCONSISTÊNCIAS NA MEDIÇÃO DE USINAS GERADORAS E O IMPACTO FINANCEIRO DEVIDO À APLICAÇÃO DE PENALIDADES DE MEDIÇÃO E CONTABILIZAÇÃO DE ENERGIA.

Este Trabalho Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do Título de “Bacharel em Engenharia Elétrica” e aceito, em sua forma final, pelo Curso de Graduação em Engenharia Elétrica.

Florianópolis, 26 de julho de 2021.

Prof. Jean Viane Leite, Dr.
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica


Tecnól. Waleska Karoline Garcia Juvenal
Coorientadora
Empresa: Way2 Tecnologia

Banca Examinadora:

Prof.^a Helena Flávia Napolini, Dr.^a
Orientadora
Universidade Federal de Santa Catarina

Prof. Renato Lucas Pacheco, Dr.
Avaliador
Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Eletric. Julio Boing Neto

Avaliador

Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS

Dedicado aos meus pais, Fabiana e Marcelo, ao amor da minha vida, Manuela, e aos amigos de curso.

AGRADECIMENTOS

Gratidão a Deus, pela oportunidade da encarnação em tão estimadas condições. Pelo intelecto que me permite aprender, pelo corpo que me carrega no mundo físico, pelos contemporâneos camaradas, e pela missão a mim confiada.

Aos meus pais, Marcelo e Fabiana, por terem guiado tão sabia e afetuosamente o meu desenvolvimento, por toda oportunidade dada e confiança depositada. Sou imensamente grato por todos os sacrifícios e esforços feitos em prol do meu aprendizado. Eu amo vocês.

Agradeço à Manuela Martins, cujos pronomes “esposa”, “noiva”, “namorada”, “amiga” e “companheira” não cabem no tamanho do papel que cumpre na contribuição da minha evolução como espírito. Obrigado por, simplesmente, estar comigo. Eu te amo.

Aos estimados e egrégios amigos de curso, por terem trazido leveza e muito momentos felizes nos anos da graduação. Gratidão ao Kaualy, Igor, Rafael, Faústio, Renan e Jabur pela oportunidade da convivência e parceria. Aprendi muito com cada um de vocês. Contem sempre comigo.

Minha gratidão especial à Professora Helena, pela confiança e oportunidade, e pelo incansável empenho em passar todo o seu conhecimento aos seus alunos. Agradeço também aos demais professores, secretários, coordenadores, e todos os colaboradores que contribuem e zelam pelo ambiente universitário.

Não poderia deixar de lembrar dos meus colegas de trabalho, que tanto contribuíram na minha jornada profissional e pessoal.

RESUMO

O mercado brasileiro de energia elétrica é um dos maiores do mundo, ocupando a sétima posição de maior consumidor do globo. Para a devida contabilização dos montantes de energia comprados e vendidos, todas as usinas e consumidores do ambiente livre devem contar com Sistema de Medição para Faturamento - SMF. Os Procedimentos de Rede do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e Procedimentos de Comercialização da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) são as bases da regulação aplicáveis ao sistema, do ponto de vista de operação e contabilização da energia. Estes documentos definem as responsabilidades e obrigações dos agentes, assim como as possíveis penalidades aplicáveis nos casos em que há descumprimento. Serão analisadas seis usinas geradoras que apresentaram condições de falha que impactam na medição e levantados cenários dos níveis de atuação por parte do agente de medição sobre suas obrigações, bem como os possíveis custos das penalidades cabíveis e impactos financeiros por erros na contabilização da energia.

Palavras-chave: Medição de faturamento, CCEE, Contabilização, Penalidades.

ABSTRACT

The Brazilian electricity market is one of the largest in the world, occupying the seventh position as the world's largest consumer. For the proper accounting of the amounts of energy bought and sold, all power plants and consumers in the free market must have a measurement system for billing (SMF). The “*Procedimentos de Rede*” of the national electric system operator (ONS) and the “*Procedimentos de Comercialização*” of the electrical energy commercialization chamber (CCEE) are the basis of the regulation applicable to the system, from the point of view of operation and energy accounting. These documents define the agents' responsibilities and obligations, as well as the possible penalties applicable in cases of non-compliance. Six power plants that presented fault conditions that impacted metering will be analyzed and scenarios of the levels of performance on the part of the metering agent regarding their obligations will be surveyed, as well as the possible costs of applicable penalties and financial impacts due to errors in energy accounting.

Keywords: Energy measurement. CCEE. ONS. Penalties.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Demanda de energia elétrica por tipo ao longo dos anos.....	15
Figura 2 - Curva de potência de geração instalada ao longo dos anos.....	16
Figura 3 - Tabela de valores de penalidades e multas apuradas em 2019.....	17
Figura 4 - Medidores de energia elétrica do SMF.....	23
Figura 5 - Esquema geral dos processos da Medição Física – Regras de Comercialização.	24
Figura 6 - Esquema de comunicação e coleta passiva de dados.	26
Figura 7 – Menu do SCDE para inserção de notificação corretiva ou preventiva.	32
Figura 8 - Menu do SCDE para inserção de notificação Desconsiderar Medidor Principal.....	33
Figura 9 - Menu do SCDE para submissão de ajustes de medição.	34
Figura 10 - Calendário operacional CCEE.....	35
Figura 11 – Módulo de Análises de testes de coleta no SCDE.	41
Figura 12 - Resultado do teste de coleta de dados.	42
Figura 13 – GPS-ION-P	45
Figura 14 - Relação das causas de atraso na coleta de dados.....	48
Figura 15 - Relação com as causas de erros na medição.....	49
Figura 16 - Dados de tensão da PCH no mês de setembro, com a falha na fase B na linha em vermelho.	51
Figura 17 - Dados de energia medida da PCH no mês de setembro.	52
Figura 18 - Dados de energia da PCH no mês de setembro.....	53
Figura 19 - Dados de tensão da PCH no mês de outubro.....	54
Figura 20 - Dados de energia da PCH no mês de outubro.	54
Figura 21 - Dados de energia coletados do medidor principal da UTE no mês de fevereiro.....	57
Figura 22 - Dados de energia coletados do medidor retaguarda da UTE no mês de fevereiro.....	58
Figura 23 - Exemplo de relatório de medidas consolidadas.....	62
Figura 24 - Dados de energia dos medidores da usina.....	65
Figura 25 – Comparação os dados medidos (amarelo) e os que seriam estimados pela CCEE (vermelho).	70
Figura 26 – Lacuna seguida de inconsistência nos pontos de medição da Usina 6. ..	75

Figura 27 – Dados de medição devidamente ajustados pelo agende de medição.	76
Figura 28 – Falha na medição da Usina 6 no mês de julho.....	77
Figura 29 – Medição líquida de energia da Usina 6.....	77
Figura 30 – Dados de medição da Usina 6 devidamente ajustados no mês de julho.	78
Figura 31 – Falha na medição da Usina 6 no mês de outubro.....	79
Figura 32 – Dados de medição de energia líquida da Usina 6.	79
Figura 33 – Dados de medição de outubro da Usina 6, devidamente ajustados.	80
Figura 34 – Falha na medição da usina 6 no mês de dezembro.	80
Figura 35 – Dados de medição da usina 6 devidamente ajustados no mês de dezembro.	81

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Fator de penalidade por nível de tensão	36
Quadro 2 – Informações sobre a Usina 1.	50
Quadro 3 – Custos evitados da Usina 1.....	55
Quadro 4 – Informações da Usina 2.....	56
Quadro 5 – Levantamento das falhas de comunicação.	56
Quadro 6 – Comparação das medições no mês de fevereiro.....	59
Quadro 7 – Custos evitados da usina 2.....	61
Quadro 8 – Informações da Usina 3.....	61
Quadro 9 – Informações Usina 4.....	64
Quadro 10 – Períodos de falha de comunicação da Usina 4.	64
Quadro 11 – Comparação das medições da Usina 4.	66
Quadro 12 – Custos totais evitados em cenários distintos – Usina 4.....	67
Quadro 13 – Informações Usina 5.....	68
Quadro 14 – Períodos de falha de comunicação da Usina 4.	68
Quadro 15 – Comparação entre os dados medidos e os que seriam estimados pela CCEE.....	70
Quadro 16 – Comparação da energia medida e ajustada para contabilização.....	71
Quadro 17 – Custos evitados em cenários distintos – Usina 5.....	72
Quadro 18 - Despesas evitadas com penalidades e receita protegida na contabilização da energia.....	73
Quadro 19 – Períodos com falha de comunicação da Usina 6.	74
Quadro 20 – Comparação da energia medida, estimada e ajustada da Usina 6.	76
Quadro 21 – Comparação dos dados de energia medidos e ajustados.	78
Quadro 22 – Comparação entre os dados medidos e os devidamente ajustados da Usina 6 no mês de outubro.	79
Quadro 23 – Comparativo das medições de energia ativa de geração com a inconsistência e com as medições ajustadas no mês de dezembro.....	81
Quadro 24 – Proteção de receita da Usina 6 em um ano.....	82
Quadro 25 – Compilação de custos evitados totais das usinas.....	84
Quadro 26 - Total de despesas evitadas e receita protegida das seis usinas.	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
INMETRO	Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
SMF	Sistema de Medição para Faturamento
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de potencial
PdC	Procedimentos de Comercialização
PdR	Procedimentos de Rede
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
CAd	Conselho de Administração
GPS	<i>Global Positioning System</i>
SIN	Sistema Interligado Nacional
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
MUST	Montante do Uso do Sistema de Transmissão
MUSD	Montante do Uso do Sistema de Distribuição
MAE	Mercado Atacadista de Energia
SCDE	Sistema de Coleta de Dados de Energia Elétrica
VPN	<i>Virtual Private Network</i>
UCM	Unidade Central de Medição
MS+XDU	Mês Seguinte mais X Dias Úteis
FPE	Fator de Penalidade
PIM	Plataforma Integrada de Medição
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
UTE	Usina Termoelétrica
UFV	Usina Fotovoltaica
EOL	Usina Eólica

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	15
1.1	OBJETIVOS	18
1.1.1	Objetivo Geral.....	18
1.1.2	Objetivos Específicos	18
2	O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	19
3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	22
3.1	A COLETA DE DADOS.....	24
3.1.1	As premissas na coleta e ajuste de dados da medição	26
3.2	AS PENALIDADES DE MEDIÇÃO.....	35
3.2.1	A adequação do SMF	36
3.2.2	Inspeção Lógica.....	36
3.2.3	Coleta dos dados de medição	37
3.3	RECONTABILIZAÇÃO	38
4	FERRAMENTAS PARA MONITORAMENTO DO SMF	40
4.1	PORTAL SCDE	40
4.2	WAY2 TECNOLOGIA	46
5	ESTUDOS DE CASO	48
5.1	USINA 1	50
5.2	USINA 2	56
5.3	USINA 3	61
5.4	USINA 4	63
5.5	USINA 5	67
5.6	USINA 6	73
6	CONCLUSÃO.....	83
6.1	SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS	85
	REFERÊNCIAS.....	87
	ANEXO A – Relatório de Origem de dados da Coleta.....	91

ANEXO B – Relatório de Medidas Consolidadas.....	93
---	-----------

1 INTRODUÇÃO

De acordo com o estudo de projeção de demanda de energia elétrica de 2016-2026, de autoria da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, espera-se um incremento médio anual de 3,6% no consumo de eletricidade no país, mostrado na Figura 1, devido ao aumento da população e da quantidade de unidades consumidoras no cenário nacional [EPE].

Figura 1 – Demanda de energia elétrica por tipo ao longo dos anos.

Ano	Residencial	Industrial	Comercial	Outros	Total
2016	132.611	163.758	88.165	74.981	459.515
2017	136.018	165.268	90.083	77.249	468.617
2018	140.681	168.706	93.192	79.983	482.563
2019	145.773	172.514	96.758	82.984	498.030
2020	151.704	177.362	100.801	86.424	516.290
2021	158.008	185.916	105.045	90.103	539.071
2022	164.613	195.531	109.485	93.932	563.560
2023	171.529	201.372	114.181	97.981	585.062
2024	178.778	207.087	119.147	102.261	607.273
2025	186.262	212.836	124.337	106.718	630.153
2026	193.990	218.829	129.758	111.357	653.935
Variação (% ao ano)					
2016-2021	3,6	2,6	3,6	3,7	3,2
2021-2026	4,2	3,3	4,3	4,3	3,9
2016-2026	3,9	2,9	3,9	4,0	3,6

Fonte: CCEE.

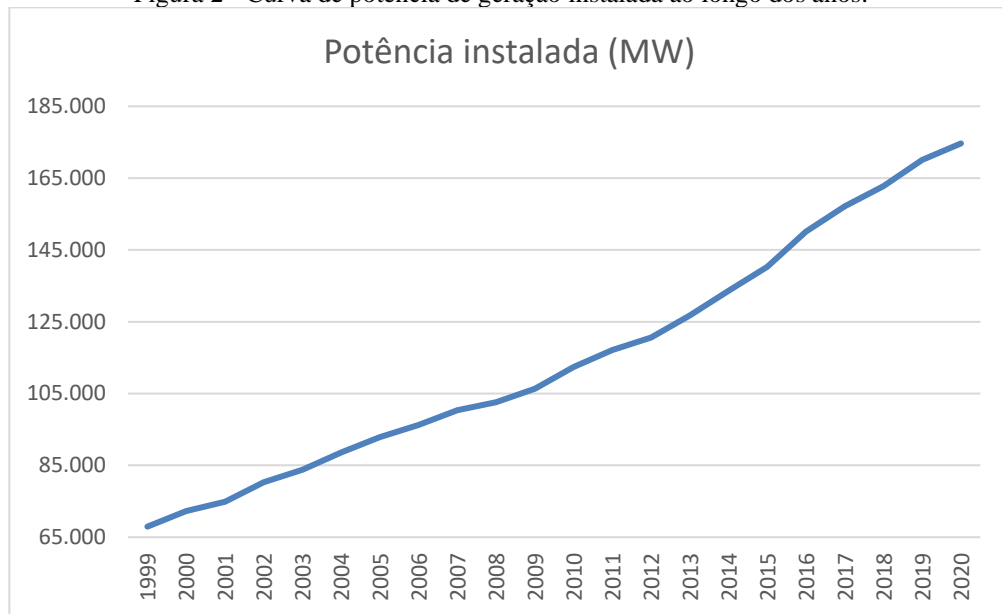
Para atender a todos os consumidores, desde residenciais até industriais, o Brasil conta com um sistema grande e complexo, o Sistema Interligado Nacional – SIN, onde a energia é comercializada tanto no Ambiente de Contratação Livre – ACL, como no Ambiente Regulado - ACR.

Desde a reforma do setor elétrico, em 2004, o mercado livre de energia está em constante expansão, com os requisitos para migração de consumidores sendo afrouxados, e cada vez mais usinas entram em operação, principalmente as de fontes alternativas (eólica, solar e biomassa).

Entre os meses de abril de 2019 e abril de 2020, o número de consumidores livres associados à CCEE aumentou 23% [CCEE]. Paralelamente, o número de usinas geradoras

também vem crescendo, compondo uma potência instalada de 174.659,51MW em dezembro de 2020 [ANEEL], como se pode observar na Figura 2.

Figura 2 - Curva de potência de geração instalada ao longo dos anos.



Fonte: CCEE.

Visto o tamanho geográfico do Brasil, o SIN apresenta grande complexidade, com numerosos focos de geração e consumo por todo o país. Estas condições impõem grandes desafios para a operação e contabilização da energia comercializada.

Para viabilizar a contabilização e o registro do uso dos sistemas de transmissão e distribuição do sistema elétrico, a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE e o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS propuseram as definições do Sistema de Medição para Faturamento- SMF, sua aplicação, condições de instalação e operação.

O SMF tem como objetivo principal a contabilização da energia elétrica absorvida ou injetada na rede, além de fornecer informações de demanda para a apuração dos Montantes de Uso dos Sistemas de Transmissão - MUST e Distribuição - MUSD.

Quando se trata do registro de dados de energia com o intuito de contabilizá-los e liquidá-los junto ao mercado, tanto para quem compra, como para quem vende, o SMF pode ser intitulado de “caixa registradora”. Nesta conjuntura, diversas condições de operação são impostas pelos órgãos reguladores, no sentido de evitar fraudes.

A não observância das obrigações dos agentes para com seu SMF pode implicar em penalidades, traduzidas em multas, e na indevida contabilização da energia, prejudicando diretamente a liquidação e faturamento de usinas.

No que diz respeito às penalidades, mais especificamente as de medição, apenas no ano de 2019 a CCEE arrecadou mais de R\$ 4,35 milhões, conforme Figura 3.

Figura 3 - Tabela de valores de penalidades e multas apuradas em 2019.

Penalidade / Multa	Jan/19	Fev/19	Mar/19	Abr/19	Mai/19	Jun/19	Jul/19	Ago/19	Set/19	Out/19	Nov/19	Dez/19	Total
Penalidades de Medição	1.919.786,35	867.743,98	62.970,40	327.999,26	883.211,92	7.642,51	60.456,50	60.459,61	45.451,22	32.609,04	76.415,63	12.000,00	4.356.746,42
Multa por Não Aporte das Garantias Financeiras	144,38	24,86	2.303,95	12.493,36	46.998,14	337,29	7.251,51	5.778,60	49.544,97	37.556,28	382.584,77	125,55	545.143,66
Multa por inadimplência no MCP	885.421,00	1.701.849,90	92.492,11	941.138,18	1.006.008,59	5.351,45	207,81	1.229,69	47.572,44	2.295,07	267.610,52	16.116,51	4.967.293,27
Total Geral	2.805.351,73	2.569.618,74	157.766,46	1.281.630,80	1.936.218,65	13.331,25	67.915,82	67.467,90	142.568,63	72.460,39	726.610,92	28.242,06	9.869.183,35

Fonte: CCEE.

De modo a levantar os potenciais custos evitados e os impactos na contabilização da energia de usinas geradoras, serão estudados seis casos de falhas que comprometeram a operação do SMF e, conseqüentemente, a contabilização da energia gerada. Serão abordadas, ainda, quais foram as medidas tomadas pelo Agente de Medição, bem como demonstradas as penalidades de medição aplicáveis.

A estruturação do trabalho traz, no Capítulo 2, uma breve abordagem do setor elétrico brasileiro, seus principais marcos, os órgãos envolvidos e as suas respectivas responsabilidades.

O Capítulo 3 apresenta uma revisão bibliográfica, com a definição do SMF, condições de operação, premissas regulatórias vigentes com suas possíveis penalidades e custos aplicáveis ao agente.

O quarto capítulo expõe as ferramentas para acompanhamento e gestão da medição de faturamento para usinas, comparando as disponibilizadas pela própria CCEE aos agentes com as utilizadas pela empresa Way2 Tecnologia.

Já o Capítulo 5 traz o desenvolvimento do trabalho, com os estudos de caso. Seis usinas, de fontes distintas, serão analisadas pela ótica da ocorrência de falhas que impactaram

na medição de faturamento e/ou caracterizaram infração, qual foi a atuação do agente nestes cenários, bem como o levantamento dos custos evitados.

E, por fim, o Capítulo 6 traz a conclusão e discussão sobre o tema, levantando os aspectos limitantes do trabalho e deixando ganchos para temas futuros.

1.1 OBJETIVOS

Nas seções seguintes estão descritos o objetivo geral e os objetivos específicos deste TCC.

1.1.1 Objetivo Geral

Este trabalho tem como principal objetivo avaliar os possíveis impactos financeiros oriundos de penalidades e erros na contabilização da energia produzida por usinas, causados pelo não tratamento de dados de medição de energia nos moldes regidos pela CCEE.

1.1.2 Objetivos Específicos

- a) Apresentar o Sistema de Medição para Faturamento, seus componentes e especificações;
- b) Apresentar os requisitos regulatórios pela ótica da contabilização da energia elétrica (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE);
- c) Apresentar as possíveis penalidades a serem aplicadas ao Agente de Medição em casos de descumprimento de suas obrigações regulatórias;
- d) Avaliar as despesas potencialmente evitadas com penalidades na medição e a receita protegida como consequência do monitoramento da medição e das tratativas junto à CCEE, como notificações e ajustes de dados.

2 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

A atual estrutura do mercado de energia elétrica no Brasil é resultado da reforma do Setor Elétrico de 2004, que teve como principal diretriz a redução dos riscos de falha no suprimento de energia, adaptação para a ampliação da matriz energética e um aumento no controle e expansão do sistema e do mercado, tanto no mercado livre, como no cativo.

Como resultado, celebra-se a criação de novas entidades, cada qual com seu respectivo papel de atuação junto aos órgãos até então já existentes, como a ANEEL e o ONS. Dentre eles destaca-se, principalmente, a CCEE.

A ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica, instituída pela Lei nº 9.427/96 e normatizada pelo Decreto nº 2.335/97, tem as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, com o objetivo de zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

A Empresa de Pesquisa Energética - EPE, é uma instituição vinculada ao Ministério de Minas e Energia, cuja finalidade é a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Em sua alçada de atuação, estão a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira; a execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos e de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazo; a realização de análises de viabilidade técnico-econômica e socioambiental de usinas e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica. A EPE foi instituída pela Lei nº 10.847/2004 e teve sua criação regulamentada pelo Decreto nº 5.184/2004.

Sucessora do já extinto Mercado Atacadista de Energia - MAE, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE é a responsável pela atividade de contabilização e pela liquidação financeira no mercado de curto prazo. Suas principais atribuições estão na implantação e divulgação de procedimentos de comercialização de energia, gestão de contratos do Ambiente de Contratação Regulado - ACR e Ambiente de Contratação Livre - ACL, no registro dos dados de energia gerada e consumida no país e na apuração de infrações cometidas por agentes do mercado e respectivas penalidades.

A CCEE também tem o papel de, sob delegação da ANEEL, realizar os leilões no ACR e de Energia de Reserva, efetuando a liquidação financeira dos montantes contratados. Serve, ainda, como fórum para debates de ideias e políticas para o constante desenvolvimento do mercado, sendo a interlocutora entre os agentes do setor e instâncias de formulação de políticas e de regulação.

No ano de 2010 a EPE e a CCEE firmaram o Acordo de Cooperação Técnico-Operacional, no intuito de formalizar os procedimentos para o fluxo de informações sobre leilões e contratos de compra e venda de energia e de dados de mercado.

O ONS é a instituição responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil. Tem como principais competências o atendimento dos requisitos de carga, a otimização de custos e a garantia de confiabilidade do sistema, além de definir as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão no Brasil. Foi criado pela Lei nº 9.648/1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655/1998, com as alterações do Decreto nº 5.081/2004.

Também, em 2010, firma-se um acordo operacional entre CCEE e ONS, que estabelece diretrizes para o intercâmbio de informações e dados necessários ao desenvolvimento adequado de suas atividades, tendo em vista o aumento da eficiência do setor elétrico brasileiro.

Visto o tema abordado neste trabalho, faz-se necessário especificar a importância da atuação conjunta da CCEE e ONS no que diz respeito ao Sistema de Medição para Faturamento, suas especificações, definições e análises para sua implantação.

Conforme o submódulo 7.11 (Responsabilidades) - Implantação do Sistema de Medição para Faturamento, revisão 2020.12, dos Procedimentos de Rede, são responsabilidades do Operador Nacional do Sistema:

- (a) Estabelecer, em conjunto com a CCEE, as especificações técnicas para o SMF.
- (b) Definir, em conjunto com a CCEE, a localização dos pontos de medição.
- (c) Analisar, em conjunto com a CCEE, as eventuais exceções de procedimento de instalação do SMF para aprová-las, reprová-las e/ou propor soluções.
- (d) Analisar, em conjunto com a CCEE, as eventuais exceções de configuração de instalação do SMF e encaminhá-las para análise da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.
- (e) Analisar e aprovar os projetos do SMF e os relatórios de comissionamento do SMF pré-aprovados ou elaborados pelo agente conectado ou, no caso de SMF para geração bruta, elaborados pelo agente de geração.
- (f) Arbitrar possíveis controvérsias entre os agentes envolvidos, por ocasião da aprovação do projeto, da montagem e/ou do comissionamento do SMF.

São responsabilidades da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica:

- (a) Estabelecer, em conjunto com o ONS, as especificações técnicas para o SMF.
- (b) Definir, em conjunto com a ONS, a localização dos pontos de medição.
- (c) Elaborar o Parecer de localização do ponto de medição e enviá-lo ao agente responsável pelo SMF.
- (d) Realizar os testes de comunicação da CCEE com os medidores do SMF e os testes de coleta de dados.
- (e) Analisar, em conjunto com o ONS, as eventuais exceções do procedimento de instalação do SMF para aprová-las, reprová-las e/ou propor soluções.
- (f) Analisar, em conjunto com o ONS, as eventuais exceções da configuração de instalação do SMF e encaminhá-las para análise da ANEEL.
- (g) Disponibilizar todas as informações de instalação do SMF constante em seu banco de dados para consulta dos agentes.
- (h) Estabelecer o plano de endereçamento e TCP/IP (*Transmission Control Protocol/Internet Protocol*) e os parâmetros de configuração de VPN (*Virtual Private Network*) para a rede de comunicação do SMF.

Como resultados das responsabilidades atribuídas e da atuação alinhada entre estes dois órgãos, cabe destacar os Procedimentos de Rede do ONS e os Procedimentos de Comercialização da CCEE como as principais diretrizes que regem a medição para faturamento, desde sua implantação, manutenção, até a operação.

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Do ponto de vista de usinas geradoras, a medição para faturamento objetiva o registro dos montantes de energia injetada na rede e suas respectivas demandas. Estas informações norteiam a atuação do ONS no tocante à operação do Sistema Interligado Nacional - SIN, além de embasar os procedimentos de contabilização da energia elétrica pela CCEE.

De acordo com o Submódulo 2.14 – Requisitos mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento, revisão 2020.12, dos Procedimentos de Rede do ONS, entende-se como SMF o sistema composto pelos itens relacionados a seguir:

- Medidores eletrônicos de energia, principal e de retaguarda;
- Transformadores para instrumentos, tais como, Transformador de Potencial - TP, e Transformador de Corrente - TC;
- Canal de comunicação entre os medidores e a CCEE; e
- Sistemas de coleta de dados de medição para faturamento.

Os medidores devem ser eletrônicos, polifásicos, capazes de atender ligações a três ou quatro fios, com Classe D de exatidão (0,2%) e certificados de sua conformidade pelo INMETRO.

Define-se, ainda, nesse submódulo, as grandezas mínimas a serem registradas pelos medidores, sendo elas: Energia Ativa e Reativa; Tensão e Corrente RMS por fase; Demanda Ativa e Reativa, de forma bidirecional. As unidades de medida devem ser programáveis de acordo com a escala (Wh, kWh, MWh, varh, kvarh, Mvarh, V, kV, A, kA etc), e, deve-se possuir saída específica para medições instantâneas de potências ativa e reativa, fator de potência corrente, tensão e frequência.

Caracterizando a memória de massa, os medidores devem ser capazes de armazenar dados de energia ativa e reativa de forma bidirecional, além das tensões e correntes RMS, em intervalos de integração programáveis de 5 (cinco) e 60 (sessenta) minutos, durante o período mínimo de 32 (trinta e dois) dias.

Os medidores são instalados em painéis, conforme exemplo da Figura 4.

Figura 4 - Medidores de energia elétrica do SMF.



Fonte: Metrum.

Os Transformadores para Instrumentos - TI, caracterizados pelos TCs e TPs, devem ter seus secundários exclusivos para uso da medição de faturamento, ter classe de exatidão de, no mínimo, 0,3%, e devem ser dimensionados em consonância com os níveis de tensão e corrente primárias e as nominais dos medidores.

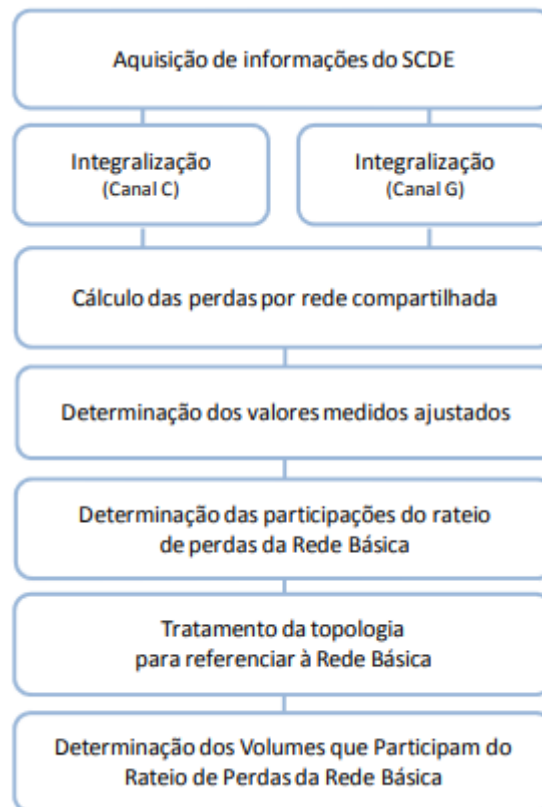
Todos estes equipamentos devem constar no cadastro do ponto de medição no Sistema de Coleta de Dados de Energia - SCDE, com informações de número de série, modelo e demais especificações operacionais. Quando da necessidade de substituição de algum destes elementos, o agente deve notificar a CCEE e solicitar a atualização do cadastro do ponto de medição.

A arquitetura de comunicação deve permitir o acesso remoto aos medidores pela CCEE, viabilizando procedimentos de leitura de parâmetros e memória de massa, além das informações cadastrais para verificação de conformidade. A comunicação é realizada via VPN IPsec (*Virtual Private Network - Internet Protocol Security*), configurada tanto do lado do SMF do agente de medição, quanto da CCEE.

3.1 A COLETA DE DADOS

O esquema geral dos processos da Medição Física - Regras de Comercialização (módulo “Medição Física”, das Regras de Comercialização da CCEE) é apresentado na Figura 5.

Figura 5 - Esquema geral dos processos da Medição Física – Regras de Comercialização.



Fonte: CCEE (2021).

Conforme a ANEEL define na Resolução Normativa n. 622, o Sistema de Coleta de Dados de Energia- SCDE é o “*Sistema computacional que realiza a coleta e tratamento dos dados de medição que serão utilizados na contabilização, para a formação do PLD, na gestão dos encargos de transmissão, entre outros*”.

O processo de aquisição de informações do SCDE define que a Medição Física é a preparação dos dados coletados por canal, transformando em informações válidas para a correta contabilização de consumo e geração dos dados obtidos do SMF.

O SCDE permite o acesso aos medidores pela CCEE, viabilizando inspeções lógicas dos dados obtidos, com o intento de auditá-los, e contribuindo para a maior confiabilidade e acuracidade dos dados.

De forma a manter a distinção da energia gerada e consumida na usina, os dados são tratados por canais “IN” e “OUT” (ou “recebidos” e “fornecidos”). Esta separação se faz necessária, principalmente, nos casos de usinas geradoras, cujo consumo é proveniente de contrato cativo com a distribuidora, e a geração é contrato no ACL, onde os contratos e precificação de energia comprada e vendida são distintos.

Os dados devem ser obtidos em integralizações de cinco minutos e, para fins de contabilização, integralizados no respectivo período descrito em contrato. No SCDE, os dados do ponto de medição ficam disponíveis para consulta em integralização horária.

A aquisição dos dados de medição por parte da CCEE pode ser realizada, basicamente, de três maneiras diferentes: ativa (ou direta), passiva e integrada. A coleta direta é caracterizada pelo acesso direto aos medidores pela CCEE, por canal de comunicação exclusivo, provido pelo agente de medição. Na coleta passiva, o agente de medição, além de prover o canal de comunicação com o SCDE, realiza a coleta de dados dos medidores e, no dia posterior, os envia por meio do *software* disponibilizado pela própria Câmara, o UCM - Unidade Central de Medição, responsável por transformar os dados de energia coletados em arquivos no formato XML. A coleta integrada permite ao agente construir uma conexão direta entre seus sistemas de gerenciamento da medição e o SCDE, através de webservice.

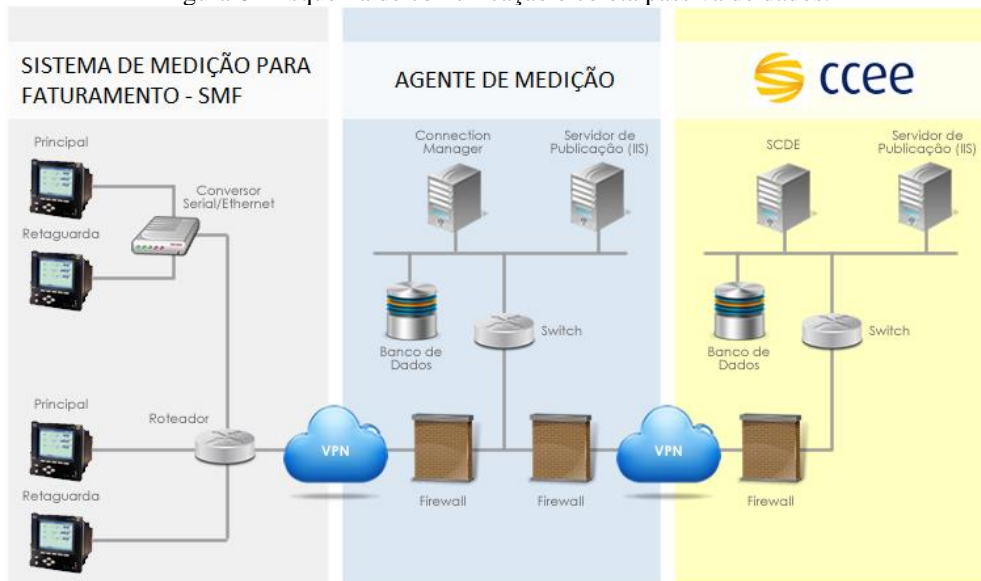
No caso da coleta passiva, o Agente de Medição, que pode ter como representante empresa especializada, como a Way2, faz a intermediação da coleta e envio dos dados de medição ao SCDE, mas, ainda assim, deve permitir o livre acesso ao SMF pela CCEE.

No caso de coleta ativa, o agente não é responsável pelo envio de dados do SCDE, apenas pelo canal de comunicação entre CCEE e SMF. Contudo, ainda possui a responsabilidade de acompanhar as coletas diárias.

Independentemente do tipo de coleta utilizado pelo agente, estas aquisições são realizadas de maneira automática pelo SCDE, diariamente, entre às 00h e às 10h.

A Figura 6 apresenta o esquema de comunicação e coleta passiva de dados entre SMF, Agente de Medição e CCEE.

Figura 6 - Esquema de comunicação e coleta passiva de dados.



Fonte: Way2 Tecnologia (2021).

Nestes moldes, vale salientar a função do Agente de Medição em intermediar todo o fluxo de informações entre os medidores e SCDE, o que permite o monitoramento diário do envio dos dados e eventuais acessos da CCEE aos medidores.

3.1.1 As premissas na coleta e ajuste de dados da medição

O Módulo 2 dos Procedimentos de Comercialização – PdC da CCEE, apresenta as premissas na coleta e ajuste de dados da medição, mais especificamente sobre as obrigações do agente em relação às coletas e ajustes de dados. Tem como principal objetivo *estabelecer responsabilidades, etapas e prazos referentes ao processo de coleta, consistência, consolidação, análise crítica, ajuste e estimativa de dados de medição*.

Dentre os itens listados no documento, destaca-se os de maior relevância para o levantamento das obrigações que, em casos de descumprimento, possam implicar em penalidades, direta ou indiretamente, e itens referentes às metodologias para estimativa da medição em casos de erros ou de falta de dados. Após cada item apresentado, pontua-se como este impacta nas infrações, penalidades e falhas na medição.

3.4 Os dados de medição coletados são submetidos aos processos de consistência, consolidação e análise crítica, independentemente da forma de coleta, podendo ser rejeitados caso ocorra divergência com os dados cadastrados no SCDE.

Informações como número de série do medidor, relação de transformação de TC e TP e código SCDE (identificação do ponto de medição na CCEE), por exemplo, devem possuir equivalência entre o cadastro do ponto no SCDE e seus medidores e respectivos parâmetros configurados nestes equipamentos. No item 3.4 salienta-se a possibilidade de rejeição dos dados em casos de divergência entre as informações cadastradas e recebidas. Além disso, todos os dados estão sujeitos a análises para validação da consistência e, havendo divergências, podem ser desconsiderados.

3.7. Os pontos de medição que possuem obrigatoriedade de acesso da CCEE aos medidores devem ter o seu canal de comunicação monitorado continuamente pelo agente de medição, devendo o agente de medição consultar diariamente, no SCDE, a situação das coletas dos pontos de medição sob sua responsabilidade.

Como destaque do item 3.7 está a necessidade do agente em manter um canal de comunicação estabelecido entre a CCEE e os medidores e monitorá-lo continuamente. O objetivo é permitir à CCEE o acesso aos medidores a qualquer tempo.

3.8. O agente de medição com coleta de dados por UCM deve disponibilizar, no prazo determinado pela CCEE, um arquivo no formato XML, conforme padrões e intervalos de coleta informados no site da CCEE, para cada medidor listado na tela principal do ClientSCDE.

Quando em coleta passiva (Unidade Central de Medição – UCM), o agente deve disponibilizar à CCEE, em formato XML, diariamente, entre às 00h e às 10h, o arquivo de dados de energia do dia anterior. Caso não seja possível realizar o envio por alguma limitação técnica, a próxima janela de envio ocorrerá apenas no dia seguinte, entre às 00h e às 10h.

3.12. O agente de medição deve registrar tempestivamente, no SCDE, notificação de manutenção caso ocorra alguma intervenção ocasionada por manutenção preventiva ou corretiva no Sistema de Medição para Faturamento - SMF, ou no link de comunicação, ou em equipamento que, embora não faça parte do SMF, impacte a medição do agente.

3.12.1 A notificação de manutenção deve ser realizada em até três dias úteis da data de realização da manutenção, no caso de preventiva, ou da identificação da necessidade de ajuste, no caso de corretiva, em conformidade com o prazo estabelecido nos Procedimentos de Rede ou nos Procedimentos de Distribuição - PRODIST, conforme o caso, - fundamentada com justificativa técnica clara e objetiva, a ser analisada pela CCEE

O item 3.12 discorre sobre a principal ferramenta que previne o agente de ser penalizado em casos de falhas técnicas de quaisquer tipos que possam impedir o acesso aos

medidores pela CCEE ou que possam impactar a medição de alguma forma, tornando necessária a submissão de ajuste de dados: as notificações. A notificação do tipo preventiva visa informar a CCEE quando há alguma indisponibilidade no *link* de comunicação ou ausência nos dados devido a falhas ou manutenções. A notificação do tipo corretiva deve ser adicionada em casos de algum tipo de intervenção ou falha que resulte em inconsistências de medição que exigem ajuste, como calibração dos medidores, por exemplo.

3.15. Nos casos de ocorrência de manutenção que resulte em ajuste nos dados de medição, o agente deve realizar entre MS+4du e MS+7du, no módulo de notificações do SCDE, o registro da ocorrência e o ajuste de dados com a devida justificativa técnica e metodologia utilizada para ajuste.

Deste item vale destacar que, quando da necessidade de ajuste dos dados de medição, ou seja, da correção de medições que não sejam compatíveis com a realidade por consequência de alguma intervenção ou falha em equipamentos, o prazo para registro vai do Mês Seguinte mais quatro Dias Úteis (MS+4DU) até Mês Seguinte mais sete Dias Úteis (MS+7DU). Deve-se informar, além do arquivo com a medição ajustada, a justificativa técnica que resultou no ajuste, a metodologia utilizada para estimativa dos dados e o elemento que culminou no ajuste.

3.23. A CCEE pode realizar, a qualquer momento e quando aplicável, a inspeção lógica de dados com o objetivo de validar as informações obtidas nas coletas. Os dados obtidos e consistidos por este processo se sobrepõem aos valores correspondentes obtidos pela coleta diária e estão disponíveis em relatórios.

Faz-se distinção sobre o item 3.23, que traz a definição de inspeção lógica. A obrigatoriedade do agente em manter um canal de comunicação estabelecido entre os medidores e a CCEE, definida no item 3.7, visa justamente permitir que a Câmara realize, a qualquer tempo, a validação das informações obtidas nas coletas. Principalmente nos casos de coleta passiva e integrada, onde os dados são enviados à CCEE pelo agente de medição por meio de um arquivo editável, o XML, a inspeção lógica permite a auditoria dos dados recebidos.

O submódulo 2.1 dos PdC, além de definir as premissas da medição e ajuste de dados, discorre também sobre as metodologias passíveis de serem aplicadas para consideração e estimativa dos mesmos em casos de falha, visando a complementação de dados faltantes ou a alterações em medições incorretas.

Novamente, além do processo de ajuste, o agente também é responsável por informar a CCEE acerca das eventuais ocorrências na medição e da necessidade do ajuste por meio de

notificação, preventiva e/ou corretiva, a fim de antecipar a CCEE acerca da correção em medições.

3.5 No processo de consolidação, os dados de medição registrados na memória de massa dos medidores em intervalos de 5 minutos são agregados de modo a compor o dado de medição horário. O SCDE adota o seguinte procedimento para a consolidação do dado de medição horário:

a) no caso de haver entre 9 e 11 registros em uma determinada hora, os registros ausentes são completados com registros do medidor retaguarda, quando houver, ou estimados com base nos registros dos intervalos coletados, sendo o dado de medição horário considerado completo e composto pela agregação dos 12 registros da respectiva hora; e

b) no caso de haver menos de 9 registros em uma determinada hora, os registros serão descartados e o dado de medição horário é considerado incompleto e, portanto, faltante.

3.5.1. No caso de o dado de medição horário ultrapassar em mais de 25% a Capacidade Nominal cadastrada (Consumo e/ou Geração), o dado será rejeitado e considerado inconsistente/fora de tolerância e, portanto, faltante.

3.5.2. No caso de haver registro em duplicidade ou com defasagem de sincronismo, fora dos limites empregados pela CCEE, cada registro será tratado como dado faltante

O item 3.5 reforça que os registros da memória de massa dos medidores são armazenados e enviados à CCEE em integralizações de cinco minutos, compondo a integralização horária, que é a registrada e armazenada no SCDE e considerada base para a contabilização. Ademais, a CCEE assume a responsabilidade de, em caso da ausência de até três dos doze dados de cinco minutos dentro de uma mesma hora no medidor principal, completar os registros com base no medidor retaguarda, quando possui os dados faltantes, ou estimados com base nos dados existentes, pela média. Nos casos em que há mais de três registros faltantes dentre os doze dentro da mesma hora, os dados existentes são descartados, resultando em hora faltante no SCDE.

Ainda, todos os pontos de medição possuem em seu cadastro um limite de potência de geração e de consumo, normalmente associados à capacidade instalada das usinas. Por vezes, pode haver procedimentos que geram dados inconsistentes e que, por consequência, possam ultrapassar em mais de 25% estes limites. Conforme o subitem 3.5.1, em caso da ocorrência desta situação, o resultado também são horas de dados faltantes no SCDE. Pode ocorrer quando se inicia a geração em uma nova usina e os canais de consumo e geração do medidor estão invertidos, comparados ao cadastrado, ou por erros na medição.

O item 3.5.2 faz referência a duas outras situações que podem resultar em ausência de dados, quais sejam: registro duplicado de dados ou defasagem no sincronismo dos relógios dos medidores principal e retaguarda.

3.19. Na eventualidade de não aprovação de solicitação de ajuste, os dados de medição encaminhados pelo agente não são considerados, sendo a justificativa da não aprovação disponibilizada na própria notificação.

Neste item, chama-se a atenção para a possibilidade de não aprovação de ajustes de medição, resultando na continuidade dos valores registrados ou na estimativa da própria CCEE. Pode ocorrer pela utilização de método não previsto para estimativa de dados ou pela ausência de justificativa técnica pelo agente.

3.20. Encerrado o período de ajustes, até MS+9du, caso ainda haja dados faltantes, a CCEE analisa caso a caso os pontos de medição com dados faltantes, utilizando para as medições horárias faltantes, dados determinados pelo seguinte critério:

- a) o maior valor horário registrado no mês anterior ao do mês de referência para canais de consumo;
- b) o menor valor horário registrado no mês anterior ao do mês de referência para canais de geração.

3.21. Caso não haja histórico para a medição do ponto, a CCEE utiliza o seguinte critério para estimativa dos dados:

- a) valor cadastrado, no SCDE, da capacidade nominal de consumo para energia ativa consumida;
- b) valor zero para energia ativa gerada.

3.22. A estimativa de dados realizada pela CCEE é definitiva, não cabendo recurso por parte do agente.

Em 3.20, a CCEE estabelece as medidas a serem tomadas para determinação das horas faltantes em casos de não submissão ou não aprovação de ajuste. Inicialmente, considerar-se-á o maior valor de consumo e menor valor de geração registrado no mês anterior. Em caso de ausência de histórico do ponto de medição, de novas unidades cadastradas, estima-se a capacidade nominal de consumo cadastrada no SCDE e considera-se zero para geração.

Considerando o processo de ajustes da medição, são estabelecidas no Anexo 7.1 do Submódulo 2.1 dos PdC as metodologias previstas para estimar dados faltantes ou correção de dados incorretos. Segue:

Constatada a inconsistência ou dados faltantes de qualquer ponto de medição, decorrente de: comissionamento, desativação, manutenção preventiva, manutenção corretiva, modificações, falhas e defeitos em componentes do sistema de medição, substituição de medidor, impossibilidade de comunicação, ou incorreção destes valores por problemas técnicos no SMF, poderá ser utilizado pelo Agente de Medição os critérios a seguir indicados:

- a) Considerar, caso disponível, os dados do medidor de retaguarda, quando constatado dado incorreto do medidor principal;
 - b) Caso a estimativa seja para apenas uma hora, utilizar a média entre a medida anterior e a posterior à hora com medição faltante ou incorreta;
 - c) Para a medição de geração líquida, considerar a medição de geração bruta, deduzindo o consumo interno e/ou perdas;
 - d) Considerar, caso disponível, medição destinada ao controle operacional;
 - e) Na medição a três elementos, na perda total do TP ou da tensão de uma fase (tensão igual a zero), ou na perda total do TC ou da corrente de uma fase (corrente igual a zero), os dados podem ser estimados multiplicando-se os dados coletados por 1,5;
 - f) Na medição a três elementos, na perda total dos TP ou das tensões de duas fases (tensões iguais a zero), ou na perda total dos TC ou das correntes de duas fases (correntes iguais a zero), os dados podem ser estimados multiplicando-se os dados coletados por três.
- Obs.: A aceitação de eventual utilização de critérios diferentes dos citados ficará a cargo da CCEE quando da análise da solicitação de ajustes

Estas diretrizes buscam compreender a maioria dos possíveis impactos que a medição pode sofrer em consequência de diversos procedimentos e falhas nos componentes do SMF.

No entanto, existem condições não abarcadas que podem exigir outros métodos de estimação dos dados, como quando uma ou duas fases de TC e TP apresentam medições menores do que as nominais, mas não zeradas, ou quando os dados são medidos na hora correta, mas em data diferente.

A Figura 7 destaca a interface para a inserção de notificação preventiva ou corretiva, com ou sem alteração de cadastro, no SCDE, e na Figura 8, para notificação do tipo Desconsiderar Medidor Principal. Na Figura 9 consta a aba para submissão de ajuste de medição.

Figura 7 – Menu do SCDE para inserção de notificação corretiva ou preventiva.

Você está em: unknown / Notificações / Notificações / Nova notificação

Nova notificação

Criação de notificação corretiva ou preventiva

Dados da notificação

Tipo *	Nº da notificação	Ajuste	Status	Agente
Selecione...		Não		

Falha no sistema de comunicação

Elemento
Selecione...

Motivo *

Tipo *

Selecione...

- Selecione...
- Corretiva
- Corretiva com alteração de cadastro
- Preventiva
- Preventiva com alteração de cadastro

Período da ocorrência

Data e hora inicial da ocorrência *

Data e hora fim da ocorrência *

Pontos de medição

- É necessário informar o horário para ao menos um ponto de medição.
- Para adicionar um ponto de medição é preciso digitar o código, selecionar o ponto na lista do autocomplete e depois no botão adicionar.
- Para adicionar todos os pontos de medição selecione o botão adicionar todos.

Ponto de medição ⓘ


Fonte: Plataforma SCDE - CCEE.



Figura 8 - Menu do SCDE para inserção de notificação Desconsiderar Medidor Principal.

Você está em: unknown / Notificações / Notificações / Nova notificação

Nova notificação


Criação de notificação para desconsiderar o medidor principal


Pesquisa 

Nº da notificação	Agente	Status
<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Elemento	Data e hora inicial da ocorrência *	Data e hora final da ocorrência *
<input type="text" value="Medidor"/>	<input type="text" value="__/__/__ :__:__"/> 	<input type="text" value="__/__/__ :__:__"/> 


Descreva o motivo *

Pontos de Medição

 É necessário informar ao menos um ponto de medição.

Ponto de medição 

+ Adicionar

 Nenhum ponto de medição selecionado.

Gravar ← Voltar

Fonte: Plataforma SCDE - CCEE.

Figura 9 - Menu do SCDE para submissão de ajustes de medição.

Você está em: unknown / Notificações / Ajustes de Medições / Novo ajuste

Novo ajuste

Criação de ajuste de medição

Detalhe do Ajuste

Nº do ajuste	Nº da notificação	Status
--------------	-------------------	--------

Isenção de Penalidades
NÃO para penalidade por ausência de coleta de dados
NÃO para penalidade por infração na inspeção lógica

Motivo *

Arquivo

Selecione o arquivo no seu computador

Nenhum arquivo selecionado

(*) Preenchimento obrigatório

Fonte: Plataforma SCDE - CCEE.

De modo a facilitar a identificação das datas civis dos procedimentos regulatórios, CCEE disponibiliza em seu *site* um calendário com todos os eventos operacionais do mês, representado na Figura 10.

Figura 10 - Calendário operacional CCEE.



Fonte: CCEE.

3.2 AS PENALIDADES DE MEDIÇÃO

De modo a garantir a qualidade da medição e permitir a correta contabilização e apuração dos montantes de uso do sistema de transmissão, toda a infraestrutura que envolve o SMF deve receber a devida atenção no tocante à adequação e manutenção, atendendo as premissas regulatórias. A CCEE é encarregada de apurar as penalidades aplicáveis aos agentes que apresentarem desconformidades.

O Módulo 6, mais especificamente o Submódulo 6.1 do PdC tem objetivo de *estabelecer a metodologia de apuração e aplicação de penalidades por infração nos processos previstos no Sistema de Coleta de Dados de Energia – SCDE, relacionados com: adequação no Sistema de Medição para Faturamento; Inspeção lógica, e; coleta de dados de medição.*

Além disso, estabelece diretrizes sobre notificação e aplicação de penalidades que envolvem registro de dados anemométricos e climatológicos e respectivo envio à EPE, além de multas por não fechamento de ciclo combinado.

Voltados ao SMF, são definidos três grupos de classificação de penalidades. São elas:

- a) Adequação do Sistema de Medição para Faturamento;
- b) Inspeção lógica; e

c) Coleta de dados de medição

3.2.1A adequação do SMF

A infração na adequação do SMF se aplica nos casos em que o ponto de medição existente não está cadastrado no SCDE ou, em que esteja cadastrado, mas que não tenha apresentado projeto e/ou relatório de comissionamento aprovado pelo ONS.

A penalidade, traduzida em multa, pode ocorrer para cada ponto de medição irregular e corresponde, atualmente (2021), a R\$ 5.000,00 (cinco mil reais), multiplicados pelo Fator de Penalidade – FPE, proporcionais ao nível de tensão da conexão com a rede.

Quadro 1 – Fator de penalidade por nível de tensão

Nível de tensão	FPE
Inferior a 30kV	1
Maior ou igual a 30kV e menor que 69kV	2
Maior ou igual a 69kV e menor que 88kV	4
Maior ou igual a 88kV e inferior a 230kV	8
Igual ou maior que 230kV	16

Fonte: O autor.

Podendo chegar a R\$ 80.000,00 (oitenta mil reais), a multa pode, ainda, reincidir no mês seguinte à penalização, tendo o seu valor dobrado, uma única vez, e sendo reaplicada enquanto existir irregularidade.

3.2.2 Inspeção Lógica

A infração na inspeção lógica ocorre quando a CCEE não consegue acessar um medidor após três tentativas consecutivas dentro de um mesmo mês civil. Após a primeira tentativa, a CCEE notifica o agente e, após três dias úteis, executa a segunda tentativa. Caso permaneça a falha no acesso, a última tentativa é realizada após um dia útil, pelo menos.

O objetivo da inspeção lógica é a verificação, pela CCEE, dos parâmetros de configuração do medidor; coleta de memória de massa para validação dos dados, e verificação da disponibilidade do canal de comunicação.

Ressalta-se a importância do constante monitoramento do canal de comunicação entre o SMF e a CCEE com o intuito de viabilizar seu sucesso.

A multa aplicada por esta infração é de R\$ 1.500,00 (mil e quinhentos), também multiplicados pelo FPE, podendo chegar a montantes de R\$ 24.000,00 (vinte e quatro mil reais).

3.2.3 Coleta dos dados de medição

A infração na coleta de dados de medição é caracterizada pela ausência de dados por períodos maiores do que setenta e duas horas consecutivas, ou cento e vinte horas descontinuadas, dentro do mês de apuração.

O valor da multa, conforme (1), é calculado com base nas horas faltantes, energia total apurada dentro do mesmo mês para o ponto de medição, PLD e horas totais do mês. Com valor atual (2021) mínimo de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais), o fato de estar associado aos montantes de energia e PLD já pode ser suficiente para gerar custos bastante elevados às usinas.

$$PEN_m = \frac{Total_de_Energia_{SCDE_m}}{N^o_{horas_mês}} \times N^o_{horas_falt} \times 0,05 \times PLD_{médio_m} \quad (1)$$

onde:

m = mês de referência;

PEN_m = valor de penalidade mensal por infração na coleta de dados de medição, expresso em R\$;

$Total_de_Energia_{SCDE_m}$ = total de energia do ponto de medição a ser utilizado no processo de contabilização, inclusive considerando eventuais ajustes e estimativas de dados (MWh). O total de energia a ser considerado é o valor da soma dos canais de consumo e geração, independente da natureza do ponto de medição.

$N^o_{horas_mês}$ = número de horas no mês;

$N^o_{horas_falt}$ = número de horas sem coleta; e

$PLD_{médio_m}$ = média dos Preços de Liquidação de Diferenças médios dos submercados no mês;

O documento destaca o dever do agente em atuar ativamente e com diligência para cumprir com as premissas regulatórias, estando este passível de sanções pecuniárias.

3.3 RECONTABILIZAÇÃO

Encerrado o período de ajuste da medição, concluída a contabilização e audição dos dados e havendo necessidade de alteração destes, o agente de medição poderá solicitar à CCEE o processo de recontabilização. A recontabilização pode, ainda, ocorrer em casos de *decisões judiciais, arbitrais ou administrativas, determinação legal ou decisão de ofício do Conselho de Administração da CCEE – CAAd*.

O Módulo 5 dos PdC estabelece as condições, procedimentos e prazos para que o agente possa solicitar o processo de recontabilização e sobre o papel da CCEE neste processo.

Findado o período de ajuste dos dados de medição para faturamento, que é compreendido entre o quarto e sétimo dia útil do mês seguinte à apuração, a única alternativa para que haja quaisquer alterações ou reconsiderações nos dados contidos no SCDE é por meio do processo de recontabilização.

Quando solicitada pelo agente, a recontabilização só é analisada pela CCEE após o pagamento de emolumento, cujo boleto é emitido assim que a CCEE recebe a solicitação. No ano corrente, este valor é de R\$ 8.569,00 (oito mil quinhentos e sessenta e nove reais).

É de três meses, a partir da data de realização da liquidação financeira do período mensal considerado, o prazo máximo para a solicitação de recontabilização por parte do agente, pois esta é a data de recebimento dos créditos aos agentes credores (usinas).

O agente de medição, além de se responsabilizar pelo pagamento do emolumento, deve enviar à Câmara o arquivo contendo os dados a serem considerados na recontabilização, assumindo inteira responsabilidade sobre eles e comprovando a anuência de eventuais outras partes envolvidas.

Ainda que o processo seja solicitado pela CCEE ou ANEEL (o que pode ocorrer, caso se constate possíveis erros nos dados causados por ação ou omissão por parte do agente de medição), o pagamento do emolumento deve ser de responsabilidade do agente de medição. Quando a recontabilização é solicitada administrativamente pelos órgãos reguladores, por ofício, e o emolumento não é pago, a CCEE promove o desligamento do agente de medição e garante o processamento normal da recontabilização dos dados.

Nos casos em que se constate a não responsabilidade do agente pelo motivador do processo de recontabilização, o valor pago a título de emolumento será devolvido, o que também ocorre se o pedido for negado pelo Conselho de Administração. Se aplica, no primeiro quesito, eventuais erros no processamento dos dados por parte da CCEE.

No que diz respeito ao processamento da recontabilização, a CCEE, responsável pela definição do cronograma, deve informar o agente sobre a disponibilização do resultado.

4 FERRAMENTAS PARA MONITORAMENTO DO SMF

Vistas as obrigações do agente de medição para com a medição física e contábil, no que tange evitar penalidades, pode-se resumi-las em duas demandas básicas:

- Monitoramento contínuo do canal de comunicação entre SMF e SCDE, de modo a evitar penalidade por infração na inspeção lógica; e
- Acompanhamento diário da coleta e envio de dados de medição ao SCDE, validando a consistência e evitando a penalidade por infração na coleta de dados de medição.

Já com relação à retenção de receita devido a erros na contabilização, cabe ao agente o acompanhamento e a validação dos dados coletados e eventuais correções, via notificações ou ajuste, quando aplicáveis.

A interface com o SCDE é realizada por meio do agente de medição que, no caso das usinas, é o mesmo agente de geração (que vende energia). No entanto, o agente de medição pode ser representado por terceiros, de modo a transferir a responsabilidade regulatória da medição à empresa especializada, desde a responsabilidade sobre o agente de medição, requisitos regulatórios, e a coleta, análise e envio dos dados ao SCDE.

A CCEE disponibiliza ao agente de medição, no portal do SCDE, relatórios de medição e ferramentas para testes de comunicação. Contudo, o *software* permite automatizar análises e monitorar simultaneamente diversos pontos de medição, desde o canal de comunicação, coleta, envio à CCEE, alarmes de falhas e inconsistências nos dados.

4.1 PORTAL SCDE

O portal SCDE é a plataforma digital onde se realiza o cadastro dos Sistemas de Medição para Faturamento e por onde é realizada a coleta e disponibilização dos dados de energia. Serve, principalmente, para apurar os fluxos de energia elétrica no país com o intuito de contabilizar quanto se gera e quanto se consome e, a partir disto calcular os valores conforme os contratos de compra e venda de energia.

A interação no SCDE e a responsabilidade sobre a gestão da medição ficam por conta do Agente de Medição, que, no caso de consumidores livres e especiais, é a distribuidora ou

transmissora. Já os geradores são seus próprios agentes de medição, cabendo a estes a aplicação de quaisquer eventuais penalidades, ainda que com acesso compartilhado com outros agentes prestadores do serviço de gestão da medição.

São disponibilizadas ferramentas que permitem ao agente supervisionar o status de operação do seu sistema. As ferramentas de Análises do portal SCDE permite o agente, a qualquer tempo, realizar um teste de coleta e conectividade com seus medidores, verificando se o canal entre estes e o SCDE está estabelecido.

Conforme a Figura 11, seleciona-se o agente, o medidor que se deseja testar, confirma-se o IP e a Porta de acesso, e se define o tipo de teste, como o de coleta, que garante o acesso aos medidores pela CCEE para coleta de dados e validação de parâmetros. A Figura 12 traz o resultado do teste de coleta.

Figura 11 – Módulo de Análises de testes de coleta no SCDE.

Teste de Coleta e Conectividade

Pesquisa de medidores

Agente: NOME DO AGENTE

Código SCDE: Pesquise medidores

Medidor1_01P C

Medidor1_01P C

Medidor1_01P C

Medidor1_01P C

Medidor1_01P C

Cadastrado M Mapeado

Detalhes do medidor

Recolher filtro

IP: 172.00.00.00

Porta: 7700

ID: 100

Modelo: ION8600

Tipo de teste: Telnet Ping Coleta

Data Final: 25/04/2021 14:00

Processar Limpar

Teste de coleta


Data	Situação	Informação adicional
25/04/21 14:10:31:874	Pedido de coleta recebido	


Fonte: CCEE.

Figura 12 - Resultado do teste de coleta de dados.

Teste de coleta

Data	Situação	Informação adicional
25/04/21 14:10:31:874	Pedido de coleta recebido	
25/04/21 14:10:31:874	Dados do pedido validados com sucesso	
25/04/21 14:10:31:890	Tentativa de coleta iniciada	Tentativa 1
25/04/21 14:10:35:484	Conexão estabelecida com o medidor	
25/04/21 14:10:35:484	Coleta de parâmetros iniciada	
25/04/21 14:10:40:750	Coleta de parâmetros finalizada com sucesso	
25/04/21 14:10:50:376	Coleta de dados de energia iniciada	
25/04/21 14:10:55:470	Coleta de dados de energia finalizada com sucesso	
25/04/21 14:10:55:470	Coleta de dados de engenharia iniciada	
25/04/21 14:10:55:470	Coleta de dados de engenharia finalizada com sucesso	
25/04/21 14:10:55:470	Coleta de eventos iniciada	
25/04/21 14:10:57:048	Medidor não possui eventos para o período solicitado	
25/04/21 14:10:57:048	Coleta de eventos finalizada com sucesso	
25/04/21 14:10:57:048	Coleta de dados de qualidade iniciada	
25/04/21 14:10:58:165	Medidor não possui dados de qualidade para o período solicitado	
25/04/21 14:10:58:165	Coleta de dados de qualidade finalizada com sucesso	
25/04/21 14:10:58:165	Conexão com o medidor fechada	
25/04/21 14:10:58:227	Tentativa devolvida para análise	Tentativa 1
25/04/21 14:10:58:227	Análise dos dados coletados realizado com sucesso	
25/04/21 14:10:58:227	Tentativa de coleta finalizada com sucesso	

 Download do XML da coleta

 Download dos logs da coleta

Fonte: CCEE.

Nesta mesma ferramenta, pode-se consultar o extrato da coleta, que indica o status da coleta diária, e o Relatório de Análises, que permite a configuração de *templates* de agentes e pontos de medição pré-definidos para a extração do Relatório de Origem de dados.

O acompanhamento da coleta também pode ser feito por meio de relatórios disponibilizados pela CCEE, com destaque para o Relatório de Medidas Consolidadas,

conforme exemplo do Anexo B, e o Relatório de Origem de Dados da Coleta, no exemplo do Anexo A.

O relatório de Medidas traz a situação dos dados coletados, indicando se estão completos ou faltantes, e indicando o motivo da situação. Por exemplo: dado “Fora de tolerância” devido à ultrapassagem do limite de potência cadastrado no ponto de medição, a CCEE desconsidera o dado, resultando em de “Hora incompleta faltante” por motivos de “Fora de tolerância”.

Quaisquer outras causas que impeçam a coleta de dados pelo SCDE, como falha no sistema de comunicação, independente se por coleta ativa ou passiva, implicam em “Dados faltantes” nos relatórios.

O Relatório de Origem, como o nome diz, indica a origem dos dados apurados. Pode ser via coleta diária, notificação para desconsiderar o medidor principal, de ajuste de medição, ou inspeção lógica, quando houver. Também, permite a consulta dos dados e mapeamento de eventuais correções.

O Relatório de medidas consolidadas representa apenas os dados de medição coletados no decorrer do mês de referência pelo SCDE, não sendo alterados quando de eventuais ajustes ou notificações. Estes, quando ocorrem, são registrados no Relatório de Origem de dados.

Com estas ferramentas, o agente pode montar um sucinto roteiro de verificação diária da coleta de dados do SMF de sua usina:

- a) Verificar, via Relatório de medidas consolidadas, a coleta dos dados do dia anterior;
- b) Acompanhar o relatório de Análises e extrato da coleta;
- c) Monitorar o canal de comunicação entre SMF e CCEE, via ferramenta própria ou do menu de Análises do portal SCDE;
- d) Caso identificada alguma falha na coleta ou nos dados, notificar a CCEE.

Vale ressaltar que estas etapas mitigam os riscos de penalidades por infração na coleta de dados e na inspeção lógica, visto que, se realizadas diariamente, dão ao agente tempo hábil para notificar a CCEE sobre a falha e eventuais intervenções corretivas.

Estas tratativas protegem o agente de perdas na receita provenientes de penalidades, mas não garantem que os dados de medição estão consistentes ou livres de erros.

Falhas em elementos do SMF podem implicar em erros no registro de energia e perda de receita, caso não sejam identificadas e ajustadas, ainda que não impliquem em penalidades

de medição. Falha em fases dos TIs, erros de parametrização, medidores descalibrados e com relógios dessincronizados são alguns exemplos.

A análise e comparação da memória de massa dos medidores permite mapear medições inconsistentes de tensão e corrente devido a falhas em alguma fase dos TCs ou TPs. Para a energia gerada, espera-se equilíbrio de tensão e corrente entre as fases. O cruzamento destes dados com a medição operacional da usina, como supervisorio ou sistema SCADA, também auxilia na identificação deste tipo de erro.

Tendo em mãos a medição bruta da usina e a medição líquida, no ponto de entrega, o agente pode fazer o que se chama de “análise qualitativa dos dados”. A medição líquida deve ser igual à medição bruta, somada às perdas da linha. Com esta relação, conhecendo a perda média da linha, o agente pode estimar a energia líquida pela bruta e vice-versa.

O cronograma de manutenção preventiva do SMF e da calibração dos medidores deve ser seguido. Conforme o subitem 1.1.2 do submódulo 6.16 (Operacional) dos Procedimentos de Rede, *a manutenção preventiva de cada SMF deve ser realizada em intervalos de até 2 (dois) anos, devendo a calibração dos medidores ocorrer a cada 5 (cinco) anos*. Medidores descalibrados podem apresentar erros significativos nas medidas, impactando diretamente na contabilização e faturamento da usina.

Os parâmetros e configurações dos medidores (relação de TC, de TP, código de identificação, grandezas, integralização e configurações de memória de massa) também podem ser acompanhados para minimizar possíveis erros no registro de dados.

Uma outra característica bastante relevante é o horário dos medidores. Todas as grandezas de um medidor são registradas com base no referencial do tempo, ou horário. Como os dados são integralizados em um período de cinco minutos, o referencial de tempo deve ser o mesmo para todos os medidores do SIN: o horário de Brasília.

Em casos em que a potência de geração varia constantemente, como no caso de fonte eólica, por exemplo, qualquer variação temporal (ou defasagem no horário) na janela de integralização de cinco minutos resulta em uma soma diferente de energia. Por exemplo, os dados de energia do medidor principal e de retaguarda das 00:01h às 00:05h de determinado dia só serão iguais se os relógios de ambos estiverem sincronizados entre si, utilizando exatamente a mesma janela de tempo, e serão tão mais consistentes quanto mais sincronizados ao horário de Brasília.

Existem dispositivos, como o GPS, mostrado na Figura 13, que monitoram os relógios dos medidores e enviam comandos de sincronismos automáticos, mas este procedimento também pode ser feito manualmente, via porta ethernet, por onde é feita a coleta.

Quando o medidor tem sua hora adiantada por estar atrasado em relação ao horário de Brasília, no período desta defasagem não registrou dados, e o sincronismo poderá gerar lacuna neste intervalo. No caso oposto, quando medidor tem sua hora atrasada por estar adiantado em relação ao horário de Brasília, o período da defasagem é registrado duas vezes, implicando em dados inconsistentes, maiores do que os reais.

Figura 13 – GPS-ION-P



Fonte: Metrum (2021).

Com isto, para os medidores que têm seus relógios sincronizados, deve-se atenção para eventuais inconsistências na medição geradas.

As ferramentas de acompanhamento do SCDE e os procedimentos de análise citados são factíveis quando aplicados a poucos pontos de medição. Os testes de coleta e geração dos relatórios de acompanhamento no SCDE demandam solicitação ativa do agente de medição. Somando com análises de memória de massa e a necessidade de alarmes que possam garantir a consistência das medições, vão tornando inviáveis estas análises ao passo que se aumenta o número de medidores.

4.2 WAY2 TECNOLOGIA

Quanto maior a quantidade de usinas e pontos de medição, mais automatizados e escaláveis devem ser os processos de gestão e análise.

Neste cenário, a Way2 Tecnologia desenvolveu ferramentas para monitoramento e acompanhamento da medição, oferecendo um serviço de gestão que, hoje, atende mais de 1500 medidores de faturamento.

A empresa atua no setor de tecnologia voltada ao mercado de energia e presta serviço de gestão da medição, com soluções para o atendimento regulatório de usinas geradoras, consumidores e distribuidoras.

A gestão da medição é realizada pela Way2 após a permissão do acesso ao agente de medição da usina, solicitada à CCEE pelo próprio agente. Com isto, a Way2 assume as responsabilidades relativas à medição, como coleta e envio dos dados, monitoramento, cadastros e notificações.

Como visto, independentemente do tipo de coleta, o agente de medição pode intermediar o acesso aos medidores, ou seja, pode ter o canal de comunicação com o SMF e disponibilizar o acesso da CCEE aos medidores.

Nesta posição, a Way2 monitora o canal de comunicação com ferramentas próprias e em tempo real, visto que todo o fluxo de informações passa por sua infraestrutura, permitindo a atuação instantânea para resolução em conjunto com a equipe de manutenção da usina, em casos de falha.

Ainda neste intermédio, com todos os pontos de medição sob sua responsabilidade em coleta passiva, todo o envio dos dados de medição é monitorado diariamente por *software* específico para este fim, permitindo o acompanhamento em massa do status do envio dos dados de medição à CCEE, sem depender apenas dos relatórios do portal SCDE.

Diariamente, como em toda coleta passiva, os dados de medição são enviados ao SCDE, via UCM, entre às 00h e 10h. Contudo, a coleta automática da memória de massa dos medidores pela Way2 ocorre em intervalos aproximados de dez minutos e são disponibilizados em seu banco de dados, a Plataforma Integrada de Medição - PIM, permitindo consultas e análises a qualquer tempo pelos seus clientes e operadores.

Considerando a vantagem da instantaneidade e recorrência na obtenção das medições, têm-se mais um meio de validar quando de alguma situação que possa impedir a coleta, seja por falha de comunicação, seja por problemas no medidor.

Sendo estes dados coletados e disponibilizados na PIM, diversas ferramentas foram desenvolvidas para análises gráficas e qualitativas da medição, apoiando a identificação de inconsistências.

Neste sentido, a Plataforma permite a consulta dos dados de medição à medida que são coletados, tanto em relatórios, como em gráficos e dashboards customizáveis, além de permitir a configuração de alarmes para identificação de erros.

Os principais alarmes são de discrepância entre medidor principal e retaguarda, divergência na análise qualitativa (comparação de dados de energia bruta e energia líquida), lacuna de dados, ultrapassagem de limite de potência, desequilíbrio de tensão ou corrente, e de verificação de parâmetros do medidor.

Previamente configurados, cada alarme de acordo com seu tipo, permite a automatização na identificação de erros na medição. Havendo a geração desses alarmes, fica a cargo do operador analisá-los e verificar a necessidade de atuação para manutenção e notificação à CCEE.

O setor elétrico conta com outras empresas, além da Way2, que desenvolveram *softwares* de acompanhamento da medição. Estas ferramentas permitem a escalabilidade das análises, tornando viável a gestão de grande quantidade de medidores a serem monitorados.

Os estudos de caso apresentados neste trabalho foram realizados através de dados e *softwares* de apoio e acesso ao Sistema de Contabilização de Dados de Energia Elétrica disponibilizados pela empresa WAY2 Tecnologia.

5 ESTUDOS DE CASO

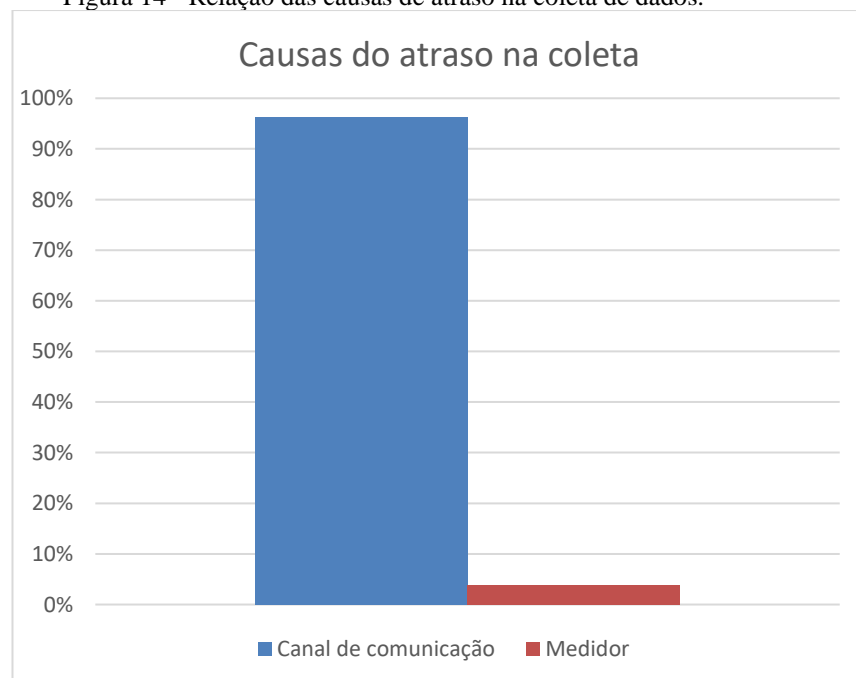
Acerca da medição de faturamento, verificou-se que, basicamente, duas características devem ser monitoradas para mitigar riscos de penalidade e erros no registro e envio dos dados ao SCDE: a coleta e a consistência dos dados de medição.

A falha no canal de comunicação entre SMF e SCDE é a principal causa que impede a coleta dos dados, seguida por problemas nos medidores, como perda de parâmetros ou queima, por exemplo.

No ano de 2019, dentre as 479 ocorrências de atraso nas coletas de dados de medição dos mais de 1534 medidores geridos pela Way2, 96,20% foram devido a falhas no sistema de comunicação, restando a menor parcela, de 3,80%, por conta de falhas nos medidores, como pode se observar na Figura 14.

O canal de comunicação pode ser interrompido em casos de avaria ou queima de equipamento, rompimento de fibra, condições climáticas (quando da comunicação via satélite ou GPRS), indisponibilidade da operadora ou perda das configurações da VPN.

Figura 14 - Relação das causas de atraso na coleta de dados.



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

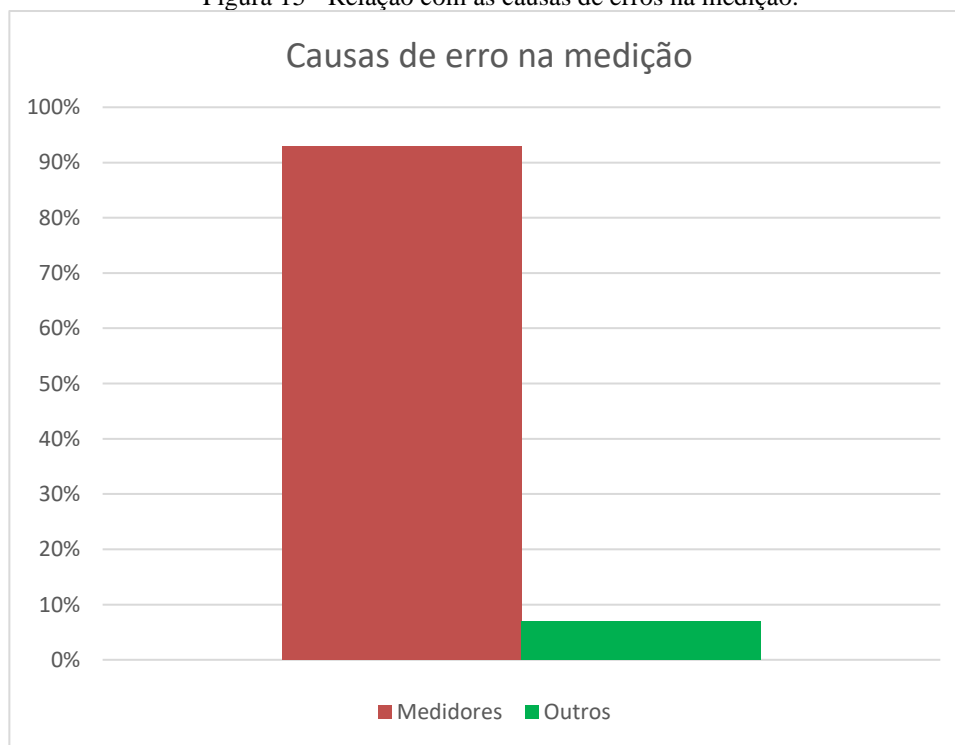
Já a consistência dos dados de medição pode ser comprometida por falhas ou intervenções nos elementos do SMF. Por elementos, entende-se medidores, TCs e TPs.

Os medidores podem apresentar inconsistências nos dados por conta de falhas eventuais, como falha na alimentação ou de funcionamento, gerando lacunas ou o registro de dados incorretos. Procedimentos de manutenção, como a calibração e sincronismo dos relógios, também comprometem a conformidade da medição.

O dado de energia aferido pelo medidor é calculado com base nas correntes e tensões medidas nos secundários dos transformadores de potencial e de corrente, e estes também estão sujeitos a faltas, como queima ou outra avaria que possa variar a relação de transformação.

Também em 2019, 94,88% dos ajustes de dados de medição realizados pela Way2 foram devido ao elemento medidor e 5,12% dos casos tiveram sua causa nos elementos de TC e TP, conforme Figura 15.

Figura 15 - Relação com as causas de erros na medição.



Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Neste estudo de caso, serão analisadas seis usinas e as respectivas ocorrências mapeadas no SMF, abordando os tipos de falhas, as ações tomadas junto à CCEE, as penalidades aplicáveis e o levantamento dos montantes de energia retidos na contabilização das usinas, com uma estimativa dos custos considerando o PLD médio do ano de 2019.

Com base em dados pressupostos que visam representar os cenários vivenciados na Way2 Tecnologia, prestadora de serviço de gestão de dados de usinas geradoras, este trabalho aborda exemplos práticos de falhas em dados e as metodologias aplicadas para correção e ajustes de dados junto ao SCDE, assim como as possíveis sanções aplicáveis às usinas, pelo período de um ano.

Seis usinas serão analisadas do ponto de vista da medição, penalidades e contabilização de energia devido a falhas no SMF. A escolha das usinas e dos períodos teve como objetivo analisar as falhas mais recorrentes e que comprometem a operação do SMF.

De modo a manter o sigilo dos nomes das usinas, parques, complexos, proprietários, perfis e o período analisado, tais informações foram omitidas ou alteradas. As usinas foram identificadas por números (Usina 1, Usina 2, Usina 3...) e os anos das análises arbitrariamente definidos como ano 2000.

O custo dos serviços não foi considerado das análises, uma vez que a mensalidade possui valor muito inferior aos montantes analisados.

5.1 USINA 1

A Usina 1 é uma Pequena Central Hidroelétrica (PCH), cujo ponto de conexão é em 138 kV. No período de um ano apresentou falha no canal de comunicação e uma avaria no TP que alimenta os medidores de faturamento, fazendo com que os montantes de energia registrados nos medidores fossem menores do que os realmente injetados na rede.

Quadro 2 – Informações sobre a Usina 1.

Tipo de Usina	PCH
FPE	8
Tipos de falha	Canal de comunicação Falha em uma das fases do TP do SMF
PLD médio 2019	R\$ 191,88

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

No mês de julho, o sistema de medição de faturamento perdeu a conexão com a *internet* devido à indisponibilidade no link da prestadora do serviço. A falha iniciou no dia 21, às 13h00min, e foi normalizada no dia 30, às 09h35min.

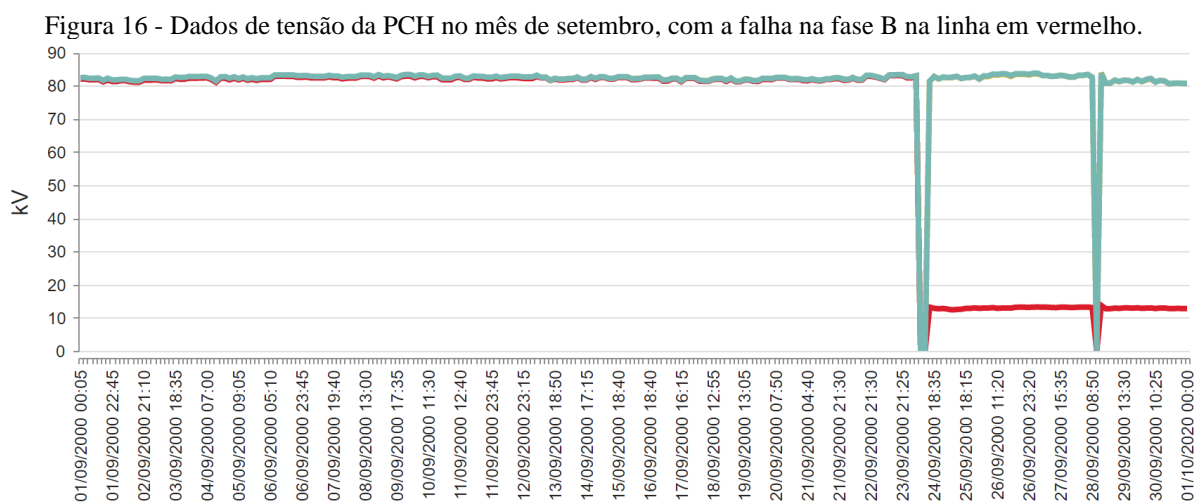
Neste período, passaram-se sete dias úteis, condição que abarca os três acessos para inspeção lógica da CCEE aos medidores que, por conta da falha, caracterizam a penalidade.

Com o acompanhamento em tempo real da coleta por *softwares* de monitoramento específicos, foi possível identificar o problema na sequência, reportando-o à equipe da usina, que informou não haver previsão de normalização. Com isto, a CCEE foi preventivamente notificada da falha, considerando o período entre o início da falha e o final do mês – dia 21/07 às 13h00min até 23h59min do dia 31/07.

No caso da ausência do acompanhamento da coleta e da conexão dos medidores com o SCDE e da notificação à CCEE, o agente estaria sujeito à penalidade por infração na inspeção lógica. A multa seria no valor de R\$ 1.500,00 (mil e quinhentos reais), multiplicado pelo FPE da usina, que é 8, resultando em R\$ 12.000,00 (vinte mil reais), de acordo com o Submódulo 6.1 dos Procedimentos de Comercialização. Com a célere atuação de notificar a CCEE, o agente foi isento da penalidade.

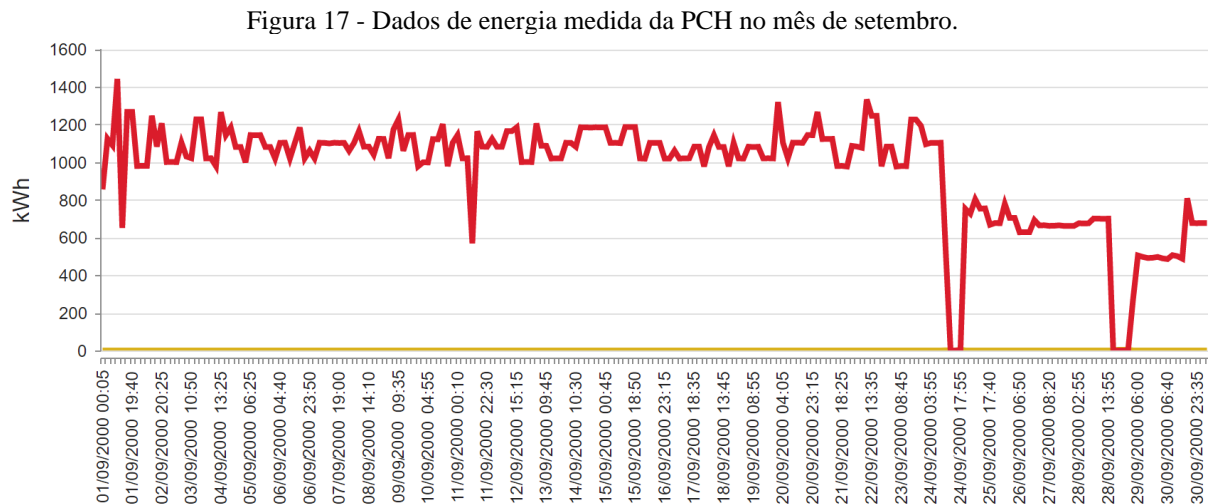
Com o restabelecimento da comunicação com os medidores, os dados foram coletados, disponibilizados na Plataforma Integrada de Medição e enviados à CCEE no dia 31/07, entre às 00h00min e 10h00min, período de coleta de dados do SCDE.

Já no mês de setembro, o SMF da usina teve um dos seus TPs avariados, o que afetou os dados de tensão de umas das fases. Realizando as análises de montantes de energia, tensões e correntes registrados no mês, percebe-se que a fase B da tensão registra valores menores do que os nominais a partir do dia 24, evidenciados pela linha em vermelho em destaque na Figura 16.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021) via Plataforma Integrada de Medição, cortesia Way2 Tecnologia.

Com o erro na medição de tensão, a medição do montante de energia também fica comprometida. A Figura 17 mostra os dados de energia sendo impactados pela falha na medição de tensão da fase B a partir do dia 24.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021) via Plataforma Integrada de Medição, cortesia Way2 Tecnologia.

Devido ao alarme de desequilíbrio entre tensões, foi possível identificar a falha logo no dia 26/09, onde a CCEE já foi informada pelo agente da necessidade de ajuste de medição para correção dos dados de energia, via notificação corretiva no SCDE.

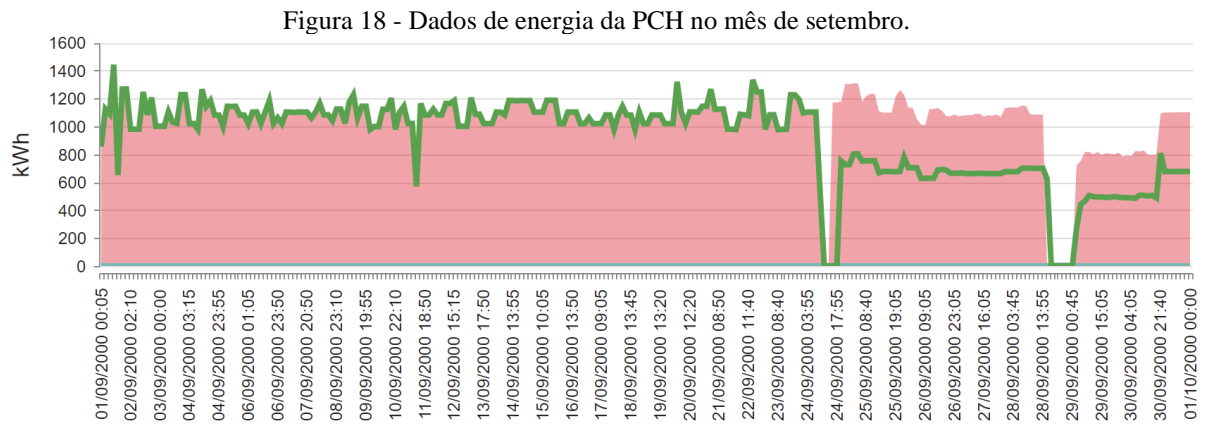
É possível realizar a correção destes dados com base na metodologia prevista no item d) do Anexo 7.1 do Submódulo 2.1 dos PdC, utilizando a medição operacional para estimar estes dados.

Por medição operacional, pode-se entender o registro do sistema supervisório da usina, que mede os dados de energia bruta. Como os medidores do ponto de medição a ser corrigido registram a energia que chega ao ponto de entrega, na subestação, deve-se estimar as perdas da linha de transmissão para compor a energia líquida.

No mês em questão, até o dia 23, não ocorreu qualquer falha que pudesse comprometer o correto registro do fluxo de energia. Logo, tendo em mãos os dados brutos de energia (supervisório) e dados de energia líquida (SMF), foi possível estimar a perda média na linha, que ficou em 1,92%.

Com a perda estimada, pode-se seguir com a consolidação dos dados a serem ajustados, aplicando o fator de 0,9808 (100% - 1,92%) nos registros de energia bruta do

supervisório. A Figura 18 destaca os montantes da energia registrada pelos medidores (verde) e os dados corrigidos (rosa).



Fonte: Elaborada pelo autor (2021) via Plataforma Integrada de Medição, cortesia Way2 Tecnologia.

O montante de energia registrado nos medidores foi de 8.404,3 MWh. Em contrapartida, os dados estimados resultam em um total de 9.097,3 MWh, uma diferença de 693,0 MWh que não seriam contabilizados. Tomando como base o PLD médio do ano de 2019, de R\$ 191,88, deixariam de ser contabilizados aproximadamente R\$ 132.972,84 no mês de setembro.

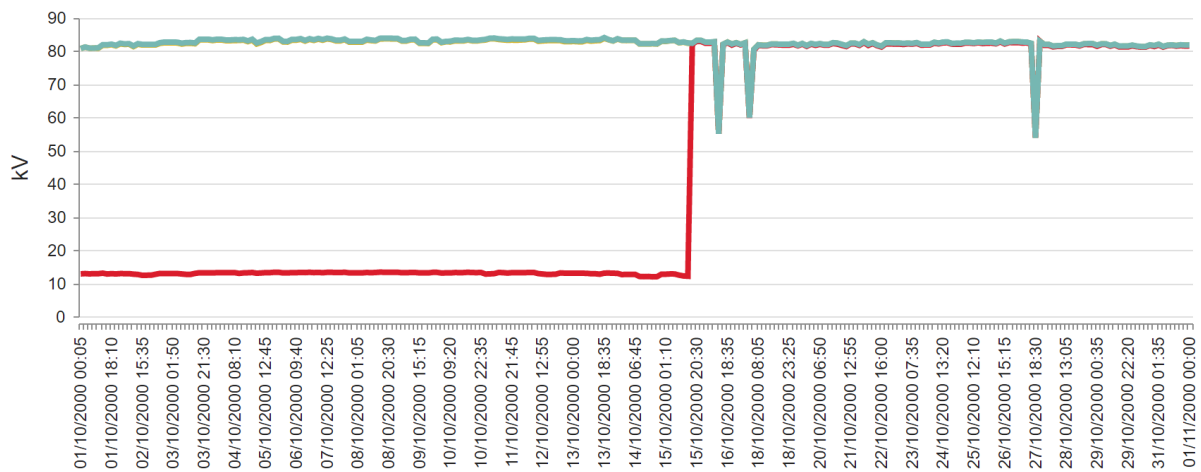
É possível verificar nos gráficos que, ao fim do mês, o problema ainda persiste, se estendendo até outubro. No início do respectivo mês, verificada a necessidade de ajuste, também foi submetida notificação corretiva no SCDE.

As manutenções nos TPs que normalizaram as medições ocorreram no dia 15/10, resultando na correção dos dados deste período com a mesma metodologia: dados de energia bruta do sistema supervisório descontadas as perdas estimadas.

No mês de outubro, os medidores registraram o total de 7.892,4 MWh de energia gerada. Após o ajuste dos dados, o valor contabilizado foi de 9.643,9 MWh, implicando em uma diferença de 1.751,6 MWh de energia gerada que não seriam contabilizados e faturados. A preço do PLD médio, tem-se um déficit de R\$ 336.093,17 na receita da usina.

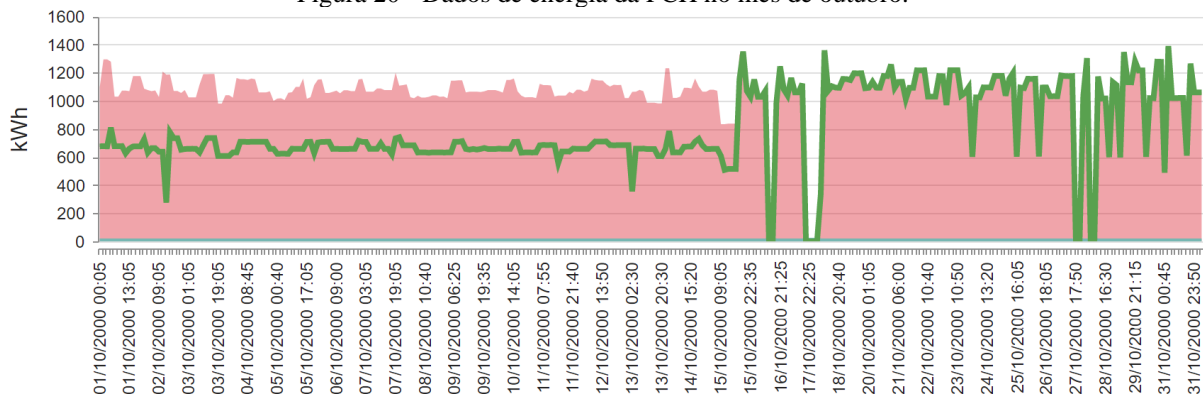
A Figura 19 evidencia o desequilíbrio da fase B (vermelho) da tensão e a Figura 20 a diferença da energia medida com a falha (verde) e a energia ajustada (rosa) no mês de outubro.

Figura 19 - Dados de tensão da PCH no mês de outubro.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021) via Plataforma Integrada de Medição, cortesia Way2 Tecnologia.

Figura 20 - Dados de energia da PCH no mês de outubro.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021) via Plataforma Integrada de Medição, cortesia Way2 Tecnologia.

A identificação deste tipo de falha exige o acompanhamento dos dados de medição, com a verificação dos registros diários de energia nos relatórios da CCEE, e até mesmo da memória de massa dos medidores, para analisar o comportamento da corrente e da tensão. Como visto, atestada a divergência na medição da tensão em tempo hábil, o agente deve seguir com a inserção da notificação corretiva, dos procedimentos de manutenção de TC e com o ajuste de dados junto à CCEE.

Não havendo o devido cuidado no acompanhamento periódico da memória de massa registrada pelos medidores, principalmente contando com ferramenta gráfica que facilite a análise, o agente pode perder o prazo de ajuste de dados, sendo possível a recuperação da receita perdida apenas via recontabilização.

Conforme já exposto, o valor para solicitação do processo de recontabilização custa ao agente o emolumento de R\$ 8.569,00 (oito mil quinhentos e sessenta e nove reais) por mês de apuração. Considerando os erros de medição de setembro e outubro, somaria o total de R\$ 17.138,00.

Nestes dois meses, na hipótese de ser perdido o prazo para solicitar a recontabilização, o prejuízo no faturamento da usina seria de aproximadamente R\$ 469.066,01 (quatrocentos e sessenta e nove mil sessenta e seis reais e um centavo).

Ou seja, no caso do acompanhamento e identificação da falha e ajuste dos dados de medição, não haveria despesas ou prejuízos. Perdidos os prazos de ajuste, mas em tempo de solicitar recontabilização, o ônus seria de R\$ 8.569,00 para cada mês. Perdidos os prazos da recontabilização, resta ao agente o prejuízo da energia entregue e não contabilizada, de R\$ 132.972,84, referente a setembro, e R\$ 336.093,17, referente a outubro.

Além de não ser remunerado pela energia entregue, o agente ainda poderia estar sujeito a eventuais sanções no que diz respeito aos contratos de comercialização.

O Quadro 3 traz a compilação dos custos evitados no ano em razão do serviço de gestão da medição e acompanhamento dos dados em comparação a dois cenários: quando da identificação em tempo hábil da falha no TC para solicitação da recontabilização, e quando da intempestividade para tal. Em ambos, a penalidade de julho, referente à falha de comunicação, está sendo considerada como evitada.

Quadro 3 – Custos evitados da Usina 1.

	Tipo de falha	Custo penalidade	Déficit energia (MWh)	Déficit com recontabilização	Déficit sem recontabilização
Julho	Falha de comunicação	R\$ 12.000,00	0	R\$ 12.000,00	
Setembro	TP	Não se aplica	693,0 MWh	R\$ 8.569,00	R\$132.972,84
Outubro	TP	Não se aplica	1.751,6 MWh	R\$ 8.569,00	R\$ 336.093,17
Despesas evitadas				R\$ 29.138,00	R\$ 12.000,00
Receita protegida				-	R\$ 469.066,01

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

5.2 USINA 2

A Usina 2 é uma Unidade Termoelétrica (UTE) que apresentou diversas falhas no sistema de comunicação e cujo medidor principal de faturamento apresentou falha, perdendo seus parâmetros de configuração e parando de registrar os dados de memória de massa. O medidor retaguarda se manteve em operação e registrando os dados.

A Quadro 4 reúne as principais características da Usina 2.

Quadro 4 – Informações da Usina 2.

Tipo de Usina	UTE
FPE	4
Tipos de falha	Falha no sistema de comunicação Avaria do medidor principal
Total de horas no mês	672h
Horas faltantes no mês	102h
PLD Médio 2019	R\$ 191,88

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

No decorrer de um ano, o ponto de medição apresentou atraso na coleta decorrente de indisponibilidade no canal de comunicação por nove vezes, dentre as quais duas foram por tempo suficiente para caracterizarem infração na inspeção lógica. Considerando o intervalo de três e de um dia útil entre as três inspeções lógicas que caracterizam a infração, tem-se cinco dias úteis como o intervalo mínimo para estas três tentativas.

Quadro 5 – Levantamento das falhas de comunicação.

Início da falha	Fim da falha	Caracteriza infração na inspeção lógica?	Penalidade
13/05 11:25	15/05 13:07	Não	
01/06 12:20	24/06 09:28	Sim	R\$ 6.000,00
12/08 09:00	13/08 14:00	Não	
25/09 08:30	26/09 09:08	Não	
23/10 09:40	28/10 08:40	Não	
09/12 13:25	10/12 11:37	Não	
21/12 00:50	30/12 11:55	Sim	R\$ 6.000,00
Total			R\$ 12.000,00

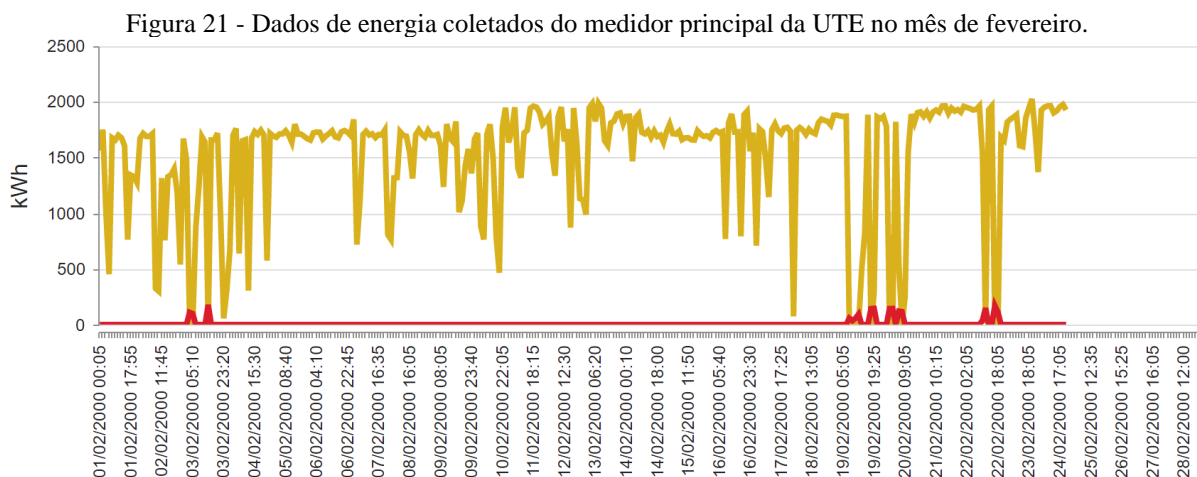
Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Assim, durante o ano, foram evitadas duas penalidades que somam R\$ 12.000,00 (doze mil reais), uma no mês de junho e outra em dezembro.

No mês de fevereiro, o medidor principal apresentou defeito. A falha ocorreu no dia 24, com o último dado consistente de medição verificado às 18h40min. Conforme metodologia da CCEE, quando há até 3 *timestamps* sem dados do medidor principal dentro da mesma hora, os dados do medidor retaguarda são considerados automaticamente. Como houve ausência de dados às 18h45min, 18h50min, 18h55min e 19h00min, a hora 19 foi considerada como faltante nos relatórios da CCEE.

No mês de fevereiro, das 19h00min do dia 24 até às 00h00min do dia 01 de março (última hora do mês de fevereiro), o ponto de medição ficou com dados faltantes, totalizando 102 horas consecutivas de dados faltantes, configurando infração na coleta de dados de medição, caracterizada quando há mais de 72 horas consecutivas de dados faltantes.

A Figura 21 mostra os dados registrados pelo medidor principal, evidenciando a ausência nos últimos dias do mês. No mês de fevereiro, este medidor registrou um total de 11.174,1 MWh de energia gerada.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021) via Plataforma Integrada de Medição, cortesia Way2 Tecnologia.

A responsabilidade do agente de medição em uma situação como esta se divide, basicamente, em duas etapas:

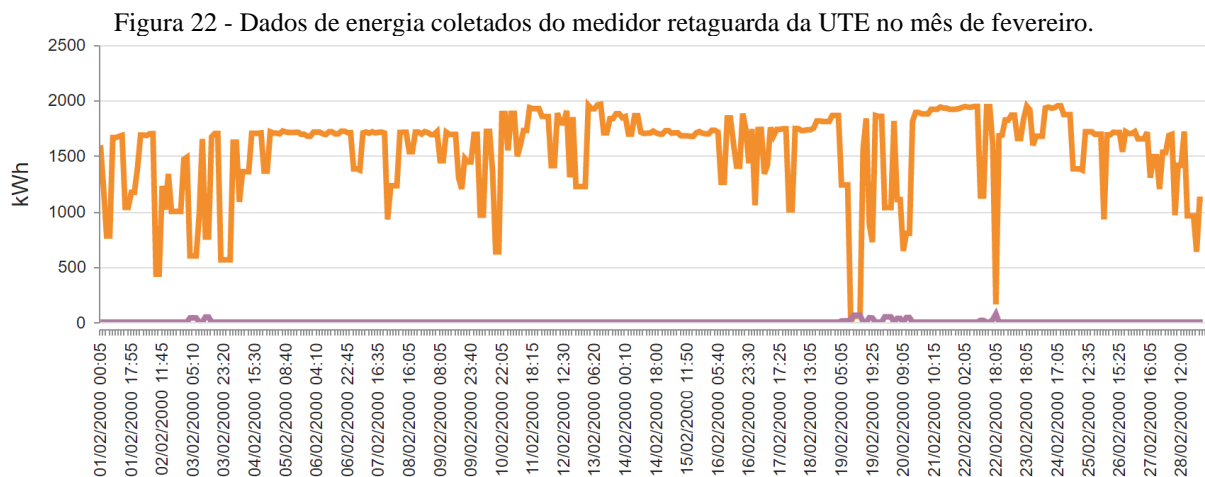
i) Comunicar à CCEE a falha no medidor principal, via notificação do tipo preventiva, divulgando cronogramas de manutenção e eventual indisponibilidade de acesso para inspeção lógica devido a perdas de parâmetros;

ii) Comunicar à CCEE, via notificação corretiva, que o ponto de medição terá seus dados ajustados pelo retaguarda.

Visando a isenção de penalidades, ambas as comunicações devem ser realizadas no prazo de até três dias úteis, a partir da identificação da falha e necessidade de ajuste.

A correção dos dados pode ser realizada via ajuste de medição, cujo período, neste caso, vai do 4º ao 7º dia útil de março, ou por meio de notificação do tipo “desconsiderar medidor principal”, adicionada de modo a cobrir todas as horas faltantes do mês de fevereiro. Em ambos os casos, o medidor retaguarda seria considerado para contabilização, resultando em dados completos e consistentes durante todo o mês de fevereiro.

A Figura 22 exibe os dados consistentes registrados no medidor retaguarda e a serem considerados para contabilização. Neste mês, o medidor retaguarda registrou o montante de 13.102,9 MWh de energia gerada.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021) via Plataforma Integrada de medição, cortesia Way2 Tecnologia.

No caso do não acompanhamento do sistema de faturamento e respectivos registros de medição de energia, o que implicaria na ausência de notificações à CCEE e até mesmo do procedimento de ajuste, o agente estaria passível de ser penalizado pela infração na coleta de dados, além de ter a contabilização da energia afetada.

Considerando o PLD médio do ano de 2019, o total de horas do mês de fevereiro, com seus 28 dias, e o somatório da energia contabilizada deste mesmo mês, nos moldes da equação descrita no subitem 3.25 do submódulo 6.1 dos PdC, a multa seria de R\$ 16.284,96 (dezesesseis mil duzentos e oitenta e quatro reais e noventa e seis centavos).

Conforme a Equação (1), onde:

$$Total_de_Energia_{SCDE_m} = 11.182,9 \text{ (MWh)}$$

$$N^{\circ}_{horas_mês} = 672$$

$$N^{\circ}_{horas_falt} = 102$$

$$PLD_{médio_m} = R\$ 191,88$$

Tem-se,

$$PEN_m = (11.182,94/672) \times 102 \times 0,05 \times 191,88 = R\$ 16.284,96$$

Ressalta-se aqui que o montante de energia contabilizada durante o mês se dá antes da correção, ou seja, considerando apenas o que foi medido até o dia da falha, e considerando tanto geração como o consumo, o que totalizou 11.182,94 MWh.

Além da penalidade, caso o agente não se atente ao período de ajuste de dados de medição e o prazo fosse perdido, para a contabilização seria realizada a estimativa dos dados pela CCEE nos moldes do descrito no subitem 3.20 dos PdC: caso exista histórico de medição, considera-se o menor dado horário de geração do mês anterior; caso não haja histórico considera-se a geração como zero.

No mês de janeiro, mês anterior à falha, a usina ficou sem geração por certo período, tendo como zero o menor valor horário de energia gerada. Assim, para o caso em questão, ambas as estimativas resultam na consideração em zero para a geração no período da falha, resultando em nenhum incremento na energia gerada.

O Quadro 6 compara a energia ativa de geração do mês de fevereiro, do medidor principal e do medidor retaguarda. Este último, com dados consistentes que foram considerados na contabilização.

Quadro 6 – Comparação das medições no mês de fevereiro.

	Medidor principal	Medidor retaguarda	Diferença absoluta	Diferença
Energia (MWh)	11.174,1	13.102,9	1.934,8	14,76%

Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

No mês em questão, não seriam contabilizados 1.934,8 MWh de geração que, liquidado com base no PLD médio de 2019, resultaria em uma perda de R\$ 371.239,83 na receita.

Mesmo após o término do prazo de ajuste de dados, ainda é possível ao agente solicitar o processo de recontabilização nos próximos três meses após a liquidação financeira. O processo, caso aceito pela Câmara, custará ao agente o emolumento de R\$ 8.569,00 (oito mil quinhentos e sessenta e nove reais) e pode reaver a receita perdida.

O medidor principal avariado foi substituído no dia 02 de março. Assim, como no caso da Usina 1, como a falha persistiu ao findar o mês de fevereiro, a CCEE foi notificada também para o mês de março, preventiva e corretivamente. Por ser no segundo dia do mês, não foi caracterizada nenhuma penalidade.

Os dados foram corrigidos via notificação do tipo “Desconsiderar Medidor Principal”, adicionada no dia 03. A diferença da geração total do mês, com e sem a correção dos dados, foi de 404,4MWh, o que totaliza R\$ 77.602,03 de déficit na receita de março.

Desta forma, no mês de fevereiro havia a possibilidade da aplicação de penalidade no valor de R\$ 16.284,96. Perdido o prazo de ajuste, caso solicitado a recontabilização, haveria ainda o emolumento de R\$ 8.659,00 a ser pago pela usina, resultando em R\$ 24.853,00 de potenciais custos evitados. Caso a recontabilização não seja solicitada, tem-se, além da penalidade, a perda de R\$ 371.239,83 na receita da usina, resultando em R\$ 387.523,83 de prejuízo.

O mês de março caracteriza infração na coleta de dados e, sendo ajustados os dados faltantes do início do mês, a perda de receita seria nula. Na hipótese de perda do período de ajuste, mas solicitada a recontabilização, haveria o custo do emolumento. Não solicitada a recontabilização, o valor aproximado de R\$ 77.602,03 não seria faturado pela usina.

Nos meses de junho e dezembro, não havendo o acompanhamento das coletas e não sendo a CCEE notificada das falhas, juntos somariam o total de R\$ 12.000,00 de prejuízo devido às penalidades.

O Quadro 7 reúne estes resultados, indicando a receita total retida do ano devido ao ajuste de dados, em um cenário onde seria solicitado o processo de recontabilização e outro em que não.

Quadro 7 – Custos evitados da usina 2.

	Tipo de falha	Custo penalidade	Déficit energia (MWh)	Déficit receita com recontabilização	Déficit receita sem recontabilização
Fevereiro	Medidor principal	R\$16.284,96	1.934,8	R\$ 16.284,00 + R\$ 8.569,00	R\$ 16.284,96+ R\$ 371.239,83
Março	Medidor principal	Não se aplica	404,4	R\$ 8.569,00	R\$77.602,03
Junho	Falha de comunicação	R\$ 6.000,00	-	R\$ 6.000,00	R\$ 6.000,00
Dezembro	Falha de comunicação	R\$ 6.000,00	-	R\$ 6.000,00	R\$ 6.000,00
Despesas evitadas				R\$ 45.422,00	R\$ 28.284,96
Receita protegida				-	R\$ 448.841,86

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

No pior cenário, observa-se uma perda de receita bastante significativa, beirando os quinhentos mil reais.

5.3 USINA 3

A Usina 3 é uma UTE, cujo SMF teve seu sistema de comunicação danificado por ocorrência de descarga atmosférica na subestação. Ocorreu em abril a queima do roteador que promovia o canal para envio dos dados de medição. O Quadro 8 traz as informações da Usina 3.

Quadro 8 – Informações da Usina 3.

Tipo de Usina	UTE
FPE	4
Tipo de falha	Falha de comunicação

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Esta UTE, movida à biomassa, gera energia elétrica conforme período de safra da cana de açúcar, ou seja, sazonalmente. Ainda que com operação sazonalizada, o agente deve cumprir as obrigações regulatórias aplicáveis ao sistema de medição durante todo o ano. Diariamente, todos os registros de energia devem ser enviados ao SCDE, ainda que com valores nulos, e deve-se garantir o estabelecimento do canal de comunicação entre medidores e CCEE.

Com a queima do roteador, a conexão dos medidores com a rede foi interrompida, impedindo qualquer acesso remoto aos equipamentos.

O fato ocorreu no dia 16 e, de acordo com a equipe de manutenção, o prazo para restabelecimento e normalização do *link* era de 10 dias, ou seja, até o dia 26.

Caso não notifique a CCEE, esta situação compromete o agente com a penalidade devido à infração na inspeção lógica, haja vista que os medidores estão inacessíveis.

Havendo o acompanhamento diário dos relatórios do SCDE por parte do agente de medição, já seria possível no dia seguinte da falha constatar a ausência de dados, sinalizada por “HORA INCOMPLETA FALTANTE” no relatório de medidas consolidadas, conforme Figura 23.

Figura 23 - Exemplo de relatório de medidas consolidadas.

Tipo de Relatório: Medidas Consolidadas											
Tipo de Agente: Medição Nome: AGENTE MEDIÇÃO											
Período Solicitado de 10/00/2022 até 10/00/2022											
Ponto de Medição	Data de Consolidação	Hora de Consolidação	Tipo de Energia	Ativa Geração (KWh)	Ativa Consumo (KWh)	Reativa Geração (kVArh)	Reativa Consumo (kVArh)	Qt Intervalos Faltantes	Situação da Medida	Motivo da Situação	
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	1	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	2	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	3	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	4	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	5	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	6	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	7	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	8	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	9	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	10	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	11	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	12	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	13	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	14	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante
CODIGOPONTOMED	10/00/2022	15	Líquida	0	0	0	0	0	0	Hora Incompleta Faltante	Hora Faltante

Fonte: SCDE com edições do Autor (2021).

Ademais, no caso de tentativa de acesso aos medidores pela CCEE para realização da inspeção lógica e do certo insucesso, a Câmara notificaria o agente, seguindo com as duas próximas tentativas nos próximos quatro dias úteis, o que configuraria infração com a persistência da falha.

Logo, sendo verificados os dados faltantes e estando o agente notificado sobre a indisponibilidade dos medidores no acesso remoto, o agente de medição, por sua vez, deve notificar a CCEE, passando informações do problema, com justificativa técnica e cronograma

de manutenção. Após a análise das informações, a CCEE pode ou não isentar o agente de medição de penalidades, ficando a decisão de acordo com a justificativa e a causa da falha.

O fato da UTE estar em período de entressafra, ou seja, sem geração de energia, pode contribuir para uma maior displicência do agente para com seu sistema de medição, coleta e envio dos dados. Caso ocorra e a CCEE não seja devidamente notificada sobre o problema, fica o agente exposto à aplicação de penalidades pecuniárias.

Não notificada e com dados faltantes a partir da hora 21 do dia 16, a CCEE poderia tentar realizar a primeira inspeção lógica, notificando o agente. Três dias úteis depois a segunda e, mais um dia útil depois, a terceira e última tentativa. Configurada a infração, cabe a multa no valor de R\$ 6.000,00 (seis mil reais).

Com relação à coleta e envio dos dados de medição à CCEE, o agente tem como alternativa, se viável, efetuar a coleta *in loco*, diretamente dos medidores, para enviá-los ao SCDE. Em muitos casos o SMF está instalado em localidades remotas, onde o acesso pode exigir planejamento e autorização da concessionária para acesso ao painel de medição. Neste caso, faria parte do motivo da notificação preventiva informar sobre a ausência de dados de medição até a normalização da falha por conta da dificuldade de acesso ao SMF.

Como ocorreu a resolução do problema antes do término do mês de apuração, foi possível a coleta de dados de forma retroativa, sem implicar em dados faltantes no período de apuração.

Evidentemente não se pode responsabilizar ninguém pela descarga atmosférica e pelos danos causados nos equipamentos, mas isto não exonera o agente de cumprir com suas obrigações regulatórias no tocante ao sistema de medição de sua usina e ter um plano de contingência para eventualidades.

Assim, para a Usina 3, foram evitados R\$ 6.000,00 (seis mil reais) em despesas por infração na inspeção lógica devido à falha de comunicação.

5.4 USINA 4

A Usina 4 é Usina Solar Fotovoltaica - UFV e, no período de um ano, apresentou falhas no sistema de comunicação e teve o medidor principal de seu SMF registrando montantes de energia inferiores aos valores reais, comparados com os dados do medidor retaguarda e com a energia líquida. Esta última falha durou por cinco meses, dentre os doze analisados.

O Quadro 9 reúne as principais informações da Usina FV.

Quadro 9 – Informações Usina 4.

Tipo de Usina	Solar fotovoltaica
Tipo de falha	Medidor principal descalibrado

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Com relação às falhas no sistema de comunicação que impediram a coleta dos dados, nenhuma delas se manteve por tempo suficiente para configurar penalidades de medição por conta do monitoramento em tempo real. Em até 12 horas após a identificação da falha, a equipe de campo é informada, tomando as providências para resolução. Para esta usina, nas duas vezes em que ocorreram em um ano, as falhas de comunicação foram resolvidas com o *reset* do roteador de *internet*.

Quadro 10 – Períodos de falha de comunicação da Usina 4.

Início da falha	Fim da falha	Caracteriza infração na inspeção lógica?
06/05 19:10h	08/05 10:05h	Não
19/10 18:10h	20/10 12:55h	Não

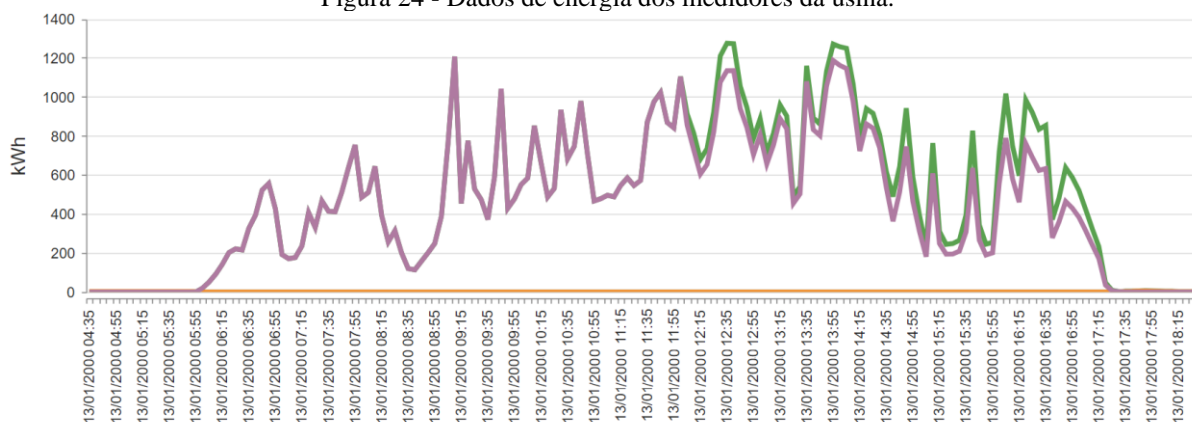
Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Sem as ferramentas específicas de monitoramento, apenas por meio dos relatórios do SCDE é que se poderia atestar os dados de medição faltantes e, somente pelo teste de conectividade, é que seria identificada a falha de comunicação. Salienta-se, uma vez mais, a necessidade do acompanhamento ativo e diário das medições no SCDE pelo agente de medição.

Sobre o erro nas medições, conforme o submódulo 6.16 (Operacional) dos Procedimentos de Rede, subitem 1.1.2, *a manutenção preventiva de cada SMF deve ser realizada em intervalos de até 2 (dois) anos, devendo a calibração dos medidores ocorrer a cada 5 (cinco) anos*. A data de última calibração do medidor principal do ponto era de 6 anos e 8 meses antes da identificação da falha, indicando a possível causa.

A Figura 24 apresenta as medições de energia elétrica do medidor principal (roxo) e do medidor de retaguarda (verde), integralizados em intervalos de cinco minutos, para o dia 13 do mês de janeiro, no período compreendido entre 04h35min e 18h15min. É possível perceber o perfil de geração da usina de fonte solar ao longo de um dia, com as diversas reduções momentâneas de geração devido à possível passagem de nuvens.

Figura 24 - Dados de energia dos medidores da usina.



Fonte: Elaborada pelo autor (2021) via Plataforma Integrada de Medição, cortesia Way2 Tecnologia.

O medidor principal registra dados menores em comparação ao medidor retaguarda. Este comportamento mostrou-se recorrente, diário, e percebe-se que a discrepância se agrava na segunda metade do dia.

O caso apresenta distinta sutileza para ser identificado pelo agente, caso não se atente aos prazos para calibração dos medidores e a divergência diária entre as energias registradas nos medidores. O impacto nos dados pode não implicar em divergência muito significativa na integralização horária, quando verificados os relatórios do SCDE. Contudo, no levantamento do montante mensal, a divergência dos dados entre os medidores principal e retaguarda caracteriza relevante efeito nos montantes de energia gerada.

Esta falha não poderia ter sido identificada por meio dos relatórios do SCDE, visto que estes trazem apenas os dados do ponto de medição, e não de ambos os medidores. No caso do relatório de medidas consolidadas, constariam os dados do medidor principal, apenas.

Ao identificar o problema, o agente de medição deve notificar a CCEE de forma corretiva, indicando que o ponto de medição passará por correção nos dados. Assim como no caso da Usina 2, pode-se levar o ponto para ajuste de dados ou inserir notificação do tipo “desconsiderar medidor principal” no primeiro dia útil do mês seguinte, compreendendo o mês completo.

Para esta situação não cabe penalidade ao agente de medição, nem por infração no cadastro do ponto, na coleta de dados ou na inspeção lógica. Mas, neste cenário, a CCEE pode solicitar a recontabilização dos dados para revisão, caso se verifique a divergência nos processos de auditoria. A falha ocorreu por displicência do agente de medição quanto à

manutenção do SMF, assim como do acompanhamento e validação dos dados dos medidores. Tendo tal responsabilidade, arca com o emolumento de R\$ 8.569,00 para o processo de recontabilização de cada mês de apuração.

O impacto de maior relevância que esta falha implica é na contabilização e, conseqüentemente, no faturamento da usina. Os ajustes de medição foram realizados de modo a indicar à CCEE para contabilizar e faturar o montante gerado com base na medição de retaguarda, e não principal.

O Quadro 11 traz a comparação da energia registrada pelo medidor retaguarda e principal durante os cinco meses em que a falha persistiu.

Quadro 11 – Comparação das medições da Usina 4.

	Medidor principal (MWh)	Medidor retaguarda (MWh)	Diferença relativa	Diferença absoluta	Custo à PLD
Julho	3.064,6	3.137,5	2,38%	72,9	R\$ 13.981,14
Agosto	3.266,3	3.425,0	4,86%	158,7	R\$ 30.462,68
Setembro	2.280,5	2.431,9	6,63%	151,4	R\$ 29.035,09
Outubro	2.553,4	2.669,1	4,53%	115,7	R\$ 22.197,06
Novembro	2.823,9	2.913,5	3,17%	89,6	R\$ 17.190,34
Total	13.988,8	14.577,0	4,03%	588,2	R\$112.866,31

Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

O medidor retaguarda totaliza 14.577,0 MWh no período, já o principal registrou 13.988,8 MWh. Uma diferença de 588,2 MWh, ou 4,20% no volume de energia a ser contabilizado e no faturamento referente a estes meses de apuração. O resultado seria um prejuízo de R\$ 112.866,31 para a usina, em caso da não recontabilização.

Em quaisquer dos meses, é vantajoso solicitar a recontabilização, visto que o emolumento é menor do que a receita a ser recuperada, considerando o PLD médio do ano de 2019, de R\$ 191,88 por MWh. Considerando o prazo de três meses após o mês de apuração para o processo de recontabilização, seria possível reaver apenas três meses de receita perdida por conta no erro nos dados.

Para fins de levantamento, considerar-se-á que a falha tenha isso identificada no mês novembro, solicitando o reprocessamento dos dados para os meses de agosto, setembro e

outubro, e ajustando-se novembro. Este cenário está representado pela quarta coluna do Quadro 12.

O quadro abaixo também traz a comparação dos cenários no que diz respeito aos impactos no caixa da usina devido à não observância das manutenções previstas pelo ONS ao Sistema de Medição para Faturamento.

Quadro 12 – Custos totais evitados em cenários distintos – Usina 4.

	Penalidades?	Custos com ajuste	Com recontabilização e ajuste	Sem recontabilização
Julho	Não se aplica	R\$ 0	R\$ 13.981,14	R\$ 13.981,14
Agosto	Não se aplica	R\$ 0	R\$ 8.569,00	R\$ 30.462,68
Setembro	Não se aplica	R\$ 0	R\$ 8.569,00	R\$ 29.035,09
Outubro	Não se aplica	R\$ 0	R\$ 8.569,00	R\$ 22.197,06
Novembro	Não se aplica	R\$ 0	R\$ 0	R\$ 17.190,34
Despesas evitadas			R\$ 25.707,00	-
Receita protegida			R\$ 13.981,14	R\$112.866,31

Fonte: Elaborada pelo autor (2021).

No caso da identificação e solicitação à CCEE para recontabilização dos dados, há o déficit de R\$ 39.688,14, somando as despesas evitadas e a receita protegida. No pior caso, nos meses analisados, viu-se o montante de R\$ 112.866,31 de prejuízo, que provavelmente seguiria sendo incrementado até a identificação da falha e atuação do agente.

5.5 USINA 5

A quinta usina analisada é de fonte hídrica, mais precisamente uma CGH. No decorrer de um ano seu sistema de medição para faturamento apresentou indisponibilidades do canal de comunicação com a CCEE e falha na medição de uma das três fases de corrente, o que, por sua vez, implicou em dados de energia menores do que os reais.

Quadro 13 – Informações Usina 5.

Tipo de Usina	CGH
FPE	2
Tipo de falha	Falha de comunicação e falha no TC.

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Os períodos em que o SMF apresentou falha no sistema de comunicação constam no Quadro 14, totalizando seis ocorrências mensais ao longo de um ano, todas devidamente notificadas junto à CCEE. A falha iniciada no mês de setembro, no dia 23, se prolongou até o mês de dezembro, devido a um rompimento de fibra ótica que atendia o SMF. Considerando o período de um ano, a falha impediu mais de três meses consecutivos de coleta e de acesso remoto aos medidores tanto pelo agente de medição como pela CCEE.

Com fator de penalidade igual a 2, o custo da penalidade por infração na inspeção lógica totaliza R\$ 3.000,00 (três mil reais) para cada mês de apuração.

Quadro 14 – Períodos de falha de comunicação da Usina 4.

Início da falha	Fim da falha	Caracteriza infração na inspeção lógica?	Penalidade aplicável
25/02 17:25h	27/02 11:30h	Não	
27/07 14:10h	30/07 10:05h	Não	
23/09 17:05h	30/09 23:59h	Sim	R\$ 3.000,00
09/10 19:30h	31/10 23:59h	Sim	R\$ 3.000,00
01/11 00:00h	30/11 23:59h	Sim	R\$ 3.000,00
01/12 00:00h	28/12 14:59h	Sim	R\$ 3.000,00
Total			R\$ 12.000,00

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Somente por conta destas falhas, não estando a CCEE preventivamente notificada, com as devidas justificativas técnicas, o agente estaria passível de penalidades no valor de R\$ 12.000,00 (doze mil reais) no período de um ano por infração na inspeção lógica.

A falha no sistema de comunicação também impede a coleta remota dos dados de medição, o que implicaria em dados de medição faltantes. Não havendo o devido acompanhamento dos relatórios de medição do SCDE, como o de medidas consolidadas, o agente poderia não identificar o problema em tempo hábil para realizar a coleta manual, diretamente dos medidores, para o envio retroativo ao SCDE. O prazo se estende até o MS+3DU às 10h da manhã.

Caso não seja enviado de forma retroativa, há ainda a possibilidade do envio por meio do ajuste de dados, cujo prazo vai de MS+4DU até MS+7DU. Tanto o envio retroativo como o ajuste de dados não implicam em qualquer custo ao agente de medição além da inserção da notificação preventiva, evitando a penalidade da infração lógica, e da corretiva, no caso do ajuste.

Para o mês de setembro, a lacuna vai da hora 18 do dia 23 até a hora 24 do dia 30/09, totalizando 175 horas de dados faltantes. O total de energia do mês em questão, até o momento da falha, tanto de consumo como geração, foi de 197,9 MWh.

Conforme a Equação (1), onde:

$$Total_de_Energia_{SCDE_m} = 197,9 \text{ (MWh)}$$

$$N^{\circ}_{horas_mês} = 720$$

$$N^{\circ}_{horas_falt} = 175$$

$$PLD_{médio_m} = R\$ 191,88$$

Tem-se:

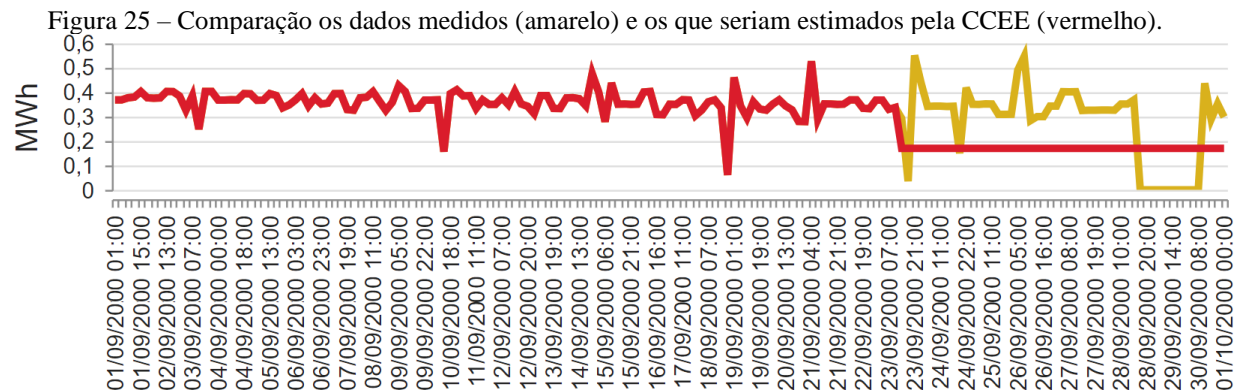
$$PEN_m = (197,94/720) * 175 * 0,05 * 191,88 = R\$ 461,57$$

Conforme estabelecido nos PdC, o valor mínimo para a penalidade por infração na coleta de dados é de R\$ 5.000,00 (cinco mil reais), ficando estabelecido este valor como multa para o mês de setembro.

Para o mesmo mês, estes dados faltantes seriam estimados pela CCEE nos moldes do estabelecido nos PdC: com o menor valor de energia gerada no mês anterior, que foi de 0,169MWh.

Os dados reais de geração para o mês de setembro, que foram devidamente coletados e enviados de forma retroativa no primeiro dia útil do mês seguinte devido a diligência no acompanhamento dos dados e canal de comunicação, totalizaram 240,5 MWh de energia gerada.

Com a estimativa da CCEE na hipótese da não correção das lacunas, a geração total totalizaria 225,0 MWh, 6,41% menos do que a geração medida. A Figura 25 a seguir mostra a diferença destes montantes, onde a linha em amarelo representa a geração real da usina, e a linha em vermelho a estimada pela CCEE.



Fonte: Elaborado pelo autor na Plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

Para os meses seguintes em que a falha de comunicação persistiu, caso não seja realizado o envio da medição de forma retroativa e ficando o ponto com dados faltantes, além das penalidades os dados de energia gerada não seriam contabilizados, mas estimados pela CCEE.

Em outubro, frente ao menor valor horário de energia ativa gerada em setembro sendo 0,052 MWh, seriam estimados o total de 38,5 MWh. Comparado com os dados ajustados e contabilizados no mês, que totalizaram 235,5 MWh, a falha implicaria também em R\$ 37.808,61 a menos na receita da usina no referido mês.

Com a mesma metodologia para estimar os dados feita no mês de outubro, novembro apresentou diferenças de 189,2 MWh, totalizando R\$ 36.298,51 a menos na receita.

Para os meses de setembro, outubro, e novembro no caso do não envio dos dados ao SCDE e da estimativa da geração pela CCEE, cabe ainda a infração na coleta dos dados de medição, sendo aplicável a multa de R\$ 5.000,00 para cada mês.

Em dezembro, a comunicação foi restabelecida antes do término do mês, o que permite a coleta retroativa no dia seguinte, no caso, 29/12.

Quadro 15 – Comparação entre os dados medidos e os que seriam estimados pela CCEE.

	Energia Estimada (MWh)	Energia contabilizada (MWh)	Diferença absoluta (MWh)	Diferença relativa	Custo à PLD médio
Setembro	225,0	240,5	15,5	6,423%	R\$ 2.963,97
Outubro	38,5	235,5	197,0	83,667%	R\$ 37.808,61
Novembro	37,2	226,4	189,2	83,558%	R\$ 36.298,51
Total	300,7	702,4	401,7	57,185%	R\$ 77.071,09

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Outra ocorrência que comprometeu a aferição correta dos dados de energia foi de medição de corrente da fase A. O desequilíbrio foi identificado pelos alarmes da Plataforma Integrada de Medição. Para identificar a falha, foram analisados os fasores das correntes, onde foi identificada a discrepância na magnitude da fase A, que media aproximadamente 21% a menos do que as fases B e C.

Esta condição foi identificada em meados do mês de abril, e se estendeu até o final do ano, no final de novembro. Salienta-se que nos meses de setembro, outubro e novembro, onde ocorreu a falha de comunicação, os montantes de energia considerados na análise como “ajustados” se devem pela correção da medição pelo problema em uma das fases.

Como descrito no Anexo 7.1 do Submódulo 2.1 dos PdC, quando da falha total da medição em umas das fases, de tensão ou corrente, pode-se multiplicar a energia pelo fator de 1,5 para estimar os dados corrigidos, visto que, considerando equilíbrio na geração, cada fase represente um terço (1/3) da energia. Como a medição da fase estava apenas com discrepância, medindo, em média, 79% em relação da média das outras duas, para ter uma melhor estimativa da energia real fez-se o seguinte:

$$\text{Fator de incremento na energia} = \frac{3}{2+(0,79)} = 1,075, \text{ ou seja, aumento de } 7,50\%.$$

A correção do volume de energia foi realizada com base na estimativa da corrente da Fase A com base na média das fases B e C, o que resultou em um acréscimo médio de 7,50% na energia medida ao longo dos oito meses de falha. Cada mês ajustado teve um fator de multiplicação, conforme o Quadro 16.

Em valores absolutos, cerca de 133,8 MWh não seriam contabilizados, o que, valorado ao PLD médio de 2019, resulta no montante de R\$ 25.677,56 dentro do período anual analisado.

Quadro 16 – Comparação da energia medida e ajustada para contabilização.

	Energia Medida (MWh)	Energia ajustada (MWh)	Diferença absoluta (MWh)	Diferença relativa	Custo à PLD médio
Maio	289,0	304,4	15,4	5,31%	R\$ 2.948,21
Junho	250,5	269,9	19,4	7,74%	R\$ 3.723,91

Julho	234,2	257,6	23,4	9,97%	R\$ 4.483,35
Agosto	264,5	278,6	14,1	5,35%	R\$ 2.716,47
Setembro	223,7	240,5	16,8	7,50%	R\$ 3.220,67
Outubro	213,4	235,5	22,1	10,37%	R\$ 4.247,89
Novembro	209,4	226,4	17,0	8,11%	R\$ 3.261,34
Dezembro	91,7	97,2	5,5	6,11%	R\$ 1.075,69
Total	1.776,4	1.910,2	133,8	7,53%	R\$ 25.677,56

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Não sendo os dados faltantes consolidados no período de ajuste, o último recurso seria o processo de recontabilização, com o custo de R\$ 8.569,00 (oito mil quinhentos e sessenta e nove reais) para cada mês de apuração. Ademais, a ausência de dados por um período maior de 72 horas consecutivas caracteriza outro tipo de penalidade: infração na coleta de dados.

Em nenhum dos meses de falha na medição é viável solicitar o processo de recontabilização, visto que o custo do emolumento ultrapassa os valores a serem reavidos. Neste caso, restaria à usina arcar com os prejuízos.

O Quadro 17 traz as despesas evitadas tanto com as penalidades e a receita protegida com o ajuste dos dados de energia gerada para o faturamento para cada mês, e o Quadro 18 os montantes totais do ano analisado.

Quadro 17 – Custos evitados em cenários distintos – Usina 5.

	Penalidades por infração na inspeção lógica	Penalidades por infração na coleta de dados de medição	Receita protegida de energia com dados não coletados, mas estimados	Receita protegida de energia com dados coletados, mas não ajustados
Maio	Não se aplica	-	-	R\$ 2.948,21
Junho	Não se aplica	-	-	R\$ 3.723,91
Julho	Não se aplica	-	-	R\$ 4.483,35
Agosto	Não se aplica	-	-	R\$ 2.716,47
Setembro	R\$ 3.000,00	R\$ 5.000,00	R\$ 2.963,97	R\$ 3.220,67
Outubro	R\$ 3.000,00	R\$ 5.000,00	R\$ 37.808,61	R\$ 4.247,89
Novembro	R\$ 3.000,00	R\$ 5.000,00	R\$ 36.298,51	R\$ 3.261,34

Dezembro	R\$ 3.000,00	-	-	R\$ 1.075,69
Total	R\$ 12.000,00	R\$ 15.000,00	R\$ 77.071,09	R\$ 25.677,56

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Quadro 18 - Despesas evitadas com penalidades e receita protegida na contabilização da energia.

	Sem coleta, dados estimados pela CCEE.	Com dados coletados.
Despesas evitadas	R\$ 27.000,00	R\$ 12.000,00
Receita protegida	R\$ 77.071,29	R\$ 25.677,56

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

5.6 USINA 6

A Usina 6 é um Complexo Eólico que, para fins de medição de faturamento, é subdividido em doze circuitos mais a subestação, que é o ponto de entrega e onde é contabilizada a energia gerada pelo parque. Assim a medição da Usina 6 é composta por quatorze medidores que formam sete Sistemas de Medição para Faturamento, cada um com seu respectivo cadastro no SCDE e impondo ao agente o devido acompanhamento.

Considerando os quatorze sistemas de medição para faturamento da mesma usina, serão analisadas as ocorrências em todos eles no período de um ano.

Vale salientar que os circuitos possuem um FPE – Fator de Penalidade diferente do da subestação, haja vista que estão conectados em tensões diferentes. A subestação, conectada em 230kV, possui um FPE = 16, e os seis circuitos de medição estão conectados em 34,5kV, tendo um FPE = 2.

Assim, a penalidade por infração na inspeção lógica se traduz no valor de R\$ 24.000,00 para o ponto de entrega e em R\$ 3.000,00 para cada um dos pontos de medição dos demais circuitos.

No decorrer de um ano, houve 16 ocorrências de atraso na coleta devido à falhas no sistema de comunicação com os medidores. O Quadro 19 traz a compilação destas ocorrências, indicando os pontos afetados, se caracteriza infração, e o valor das penalidades aplicáveis à cada uma destas ocorrências.

Quadro 19 – Períodos com falha de comunicação da Usina 6.

Pontos de medição	Início da falha	Fim da falha	Caracteriza infração na inspeção lógica?	Penalidade aplicável
Subestação	29/01 09:10	31/01 09:05h	Não	
Subestação	11/02 18:50h	12/02 11:40h	Não	
Todos	13/02 17:10h	17/02 08:45h	Não	
Subestação	07/05 10:55h	08/05 19:55h	Não	
Todos	14/05 06:20h	15/05 12:50h	Não	
Subestação	25/05 19:40h	30/05 17:05h	Não	
Todos	05/06 00:15h	11/06 11:50h	Não	
Todos	10/07 04:10h	11/07 11:55h	Não	
Todos	03/08 06:10h	12/08 13:09h	Sim	R\$ 42.000,00
Subestação	12/08 18:40h	13/08 09:30h	Não	
Todos	20/08 09:00h	22/08 13:00h	Não	
Todos	08/09 17:40h	10/09 10:15h	Não	
Todos	17/09 11:50h	19/09 10:30h	Não	
Todos	26/09 18:00h	27/09 12:00h	Não	
Todos	22/10 21:20h	23/10 10:35h	Não	
Todos	31/12 00:35h	02/01 11:40h	Não	
	Total			R\$ 42.000,00

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

É possível observar que a Usina 6 apresenta grande quantidade de ocorrências de falha de comunicação ao longo de um ano, ainda que apenas uma, no mês de agosto, tenha se prolongado por período suficiente para que as três inspeções lógicas sejam realizadas pela CCEE de forma a caracterizar a infração.

Ainda, salienta-se aqui que, para todas elas, houve a célere atuação da Operação da Medição no monitoramento e reporte à usina quando da identificação das falhas, assim como das notificações preventivas adicionadas no SCDE.

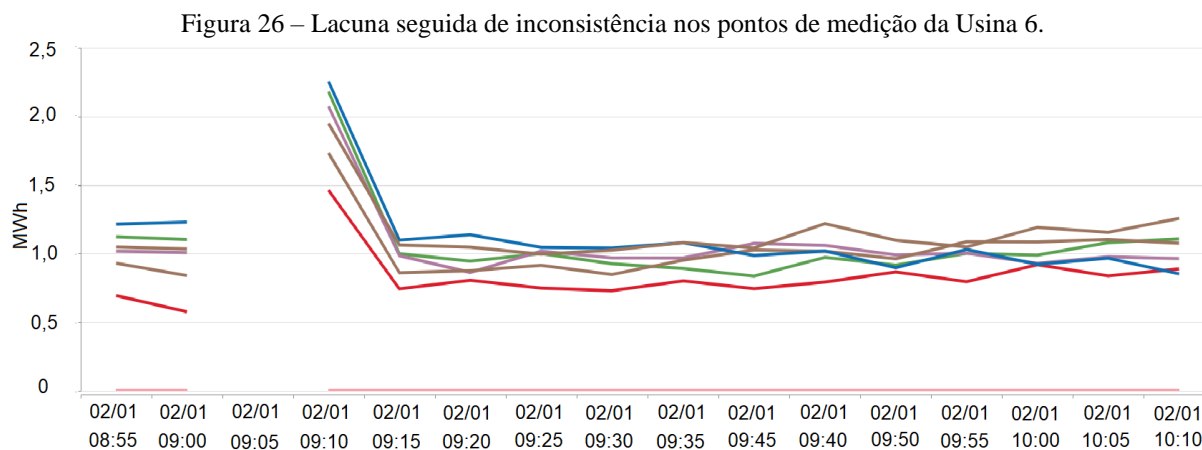
Considerando a análise do período anual, o potencial da receita retida foi de, pelo menos, R\$ 42.000,00 (quarenta e dois mil reais) em penalidade por infração na inspeção lógica.

Nenhuma ocorrência de falha no sistema de comunicação perdurou por tempo suficiente para implicar em dados faltantes no mês, visto que todas foram corrigidas antes do MS+3DU, prazo para envio dos dados de medição de forma retroativa.

Com relação à correção da medição, foram realizados ajustes nos meses de janeiro, julho, outubro e dezembro. Os SMFs dos circuitos apresentaram falhas que implicaram em lacunas e inconsistências nos montantes de energia na integralização de 5 minutos.

No mês de janeiro, todos os pontos responsáveis pelo registro da geração dos circuitos apresentaram instabilidade no funcionamento, o que impediu o registro da medição no *timestamp* 09h05min do dia 02/01, gerando uma lacuna e fazendo com que no próximo dado, das 09h10min, o valor da energia estivesse acumulado.

Na Figura 26 estão destacadas as lacunas seguidas das medições acumuladas.



Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Tanto o *timestamp* das 09h05min, como o das 09h10min, compõem a hora 10, quando integralizados em hora. Assim, quando estes dados, com lacuna seguida de inconsistência, estão com integralização horária, apresentam dados consistentes, que de fato representam o montante gerado no período. Nestes casos, a falha comprometeu todos os medidores do parque, com exceção da subestação.

Contudo, de acordo com o Subitem a) do Item 3.5 do Submódulo 2.1 dos Procedimentos de Comercialização, quando, dentro de uma mesma hora, houver entre 9 e 11 registros, dentre os 12 que completam a hora, considera-se o medidor retaguarda, quando este possui dados, ou estima-se os dados pela média.

Esta consolidação, realizada pela CCEE para completar o dado faltante, faz com que os dados constem como “Hora Estimada Completa” nos relatórios de medidas consolidados do SCDE. Ainda que estimados, estão completos, não implicando em qualquer penalidade de medição.

Nesta situação, faz-se necessário o ajuste de dados de modo a consolidar o dado faltante e o inconsistente, podendo-se, para tal, estimar pela média. A importância deste

procedimento é tornar a medição o mais próximo quanto possível da realidade. Se não corrigida, os pontos de medição de todos os circuitos terão dados inconsistentes na hora 10 do dia 02/01.

O Quadro 20 mostra que a hora estimada pela CCEE apresenta uma diferença de mais de 10%, com uma média de 9,18% de variação com relação à mesma hora ajustada, para o mês de janeiro.

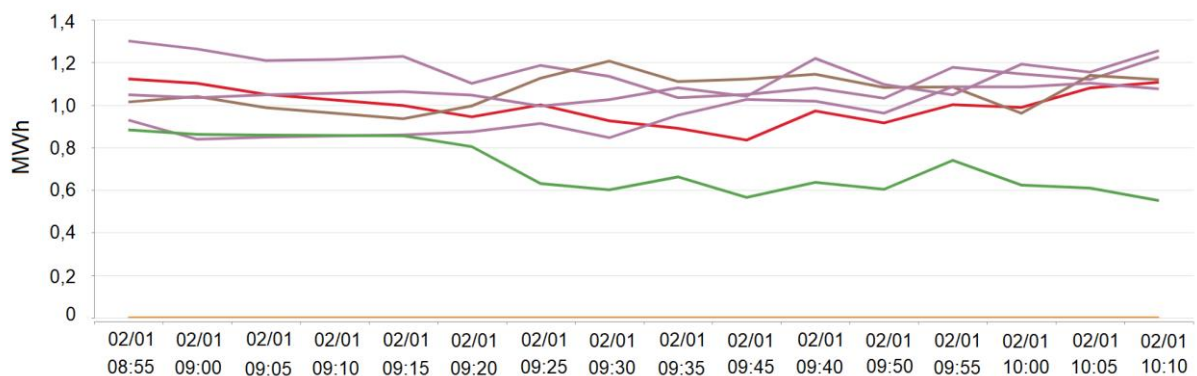
Quadro 20 – Comparação da energia medida, estimada e ajustada da Usina 6.

	Hora com lacuna (MWh)	Hora ajustada (MWh)	Hora estimada (MWh)	Diferença absoluta (MWh)	Diferença relativa (%)
Circuito 1	25,2	25,1	27,5	2,4	9,55
Circuito 2	21,3	21,1	23,3	2,2	10,08
Circuito 3	23,0	22,9	25,1	2,2	9,75
Circuito 4	20,3	20,3	22,1	1,8	9,08
Circuito 5	20,9	21,0	22,8	1,8	8,83
Circuito 6	24,1	24,3	26,3	2,0	7,83

Fonte: Elaborado pelo Autor (2021).

Todos os pontos no mês de janeiro foram ajustados, sob o motivo de falha na medição, sem diagnóstico preciso por parte da equipe de operação e manutenção, e cujos dados faltantes e inconsistentes foram estimados pelas médias dos dados consistentes da mesma hora. A Figura 27 destaca o período da falha, com os dados devidamente ajustados.

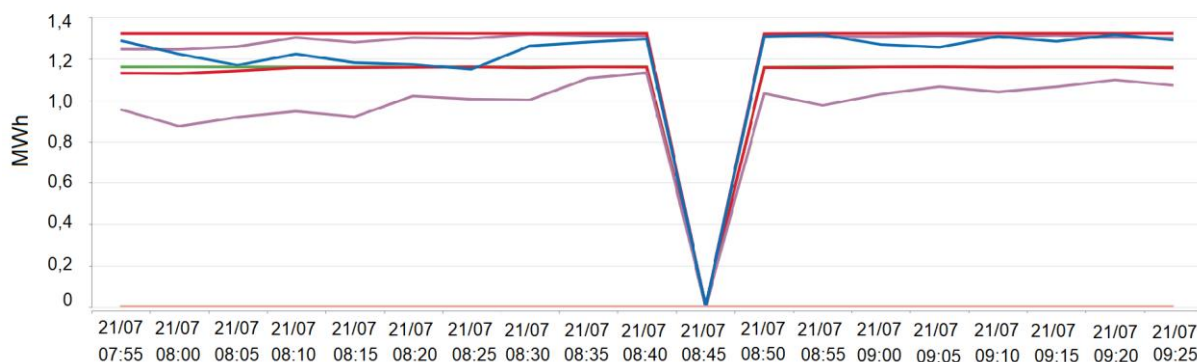
Figura 27 – Dados de medição devidamente ajustados pelo agende de medição.



Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

No mês de julho ocorreu outra falha nos SMFs responsáveis pela medição dos circuitos da Usina 6, desta vez com o registro de montantes nulos de energia em um *timestamp*, quando, na verdade, estava havendo geração em todos os pontos de medição. Este evento está demonstrado na Figura 28.

Figura 28 – Falha na medição da Usina 6 no mês de julho.

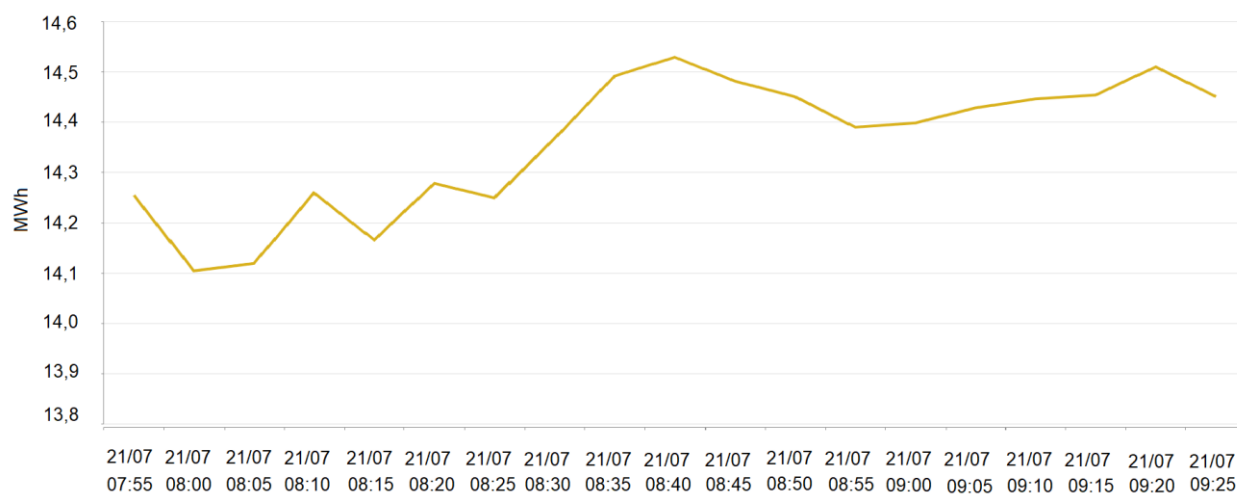


Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

Foi possível identificar a falha por conta da análise qualitativa, onde se pôde realizar o balanço da energia gerada nos seis circuitos entregue na subestação. Considerando a perda média, é esperado que a energia registrada na subestação seja ligeiramente menor do que a soma dos circuitos.

O gráfico da Figura 29 mostra os dados registrados na subestação, indicando a continuidade da geração. Desta forma, os dados do *timestamp* das 08h45min dos pontos foram ajustados considerando a média dos registros das 08h40min e das 08h50min.

Figura 29 – Medição líquida de energia da Usina 6.



Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

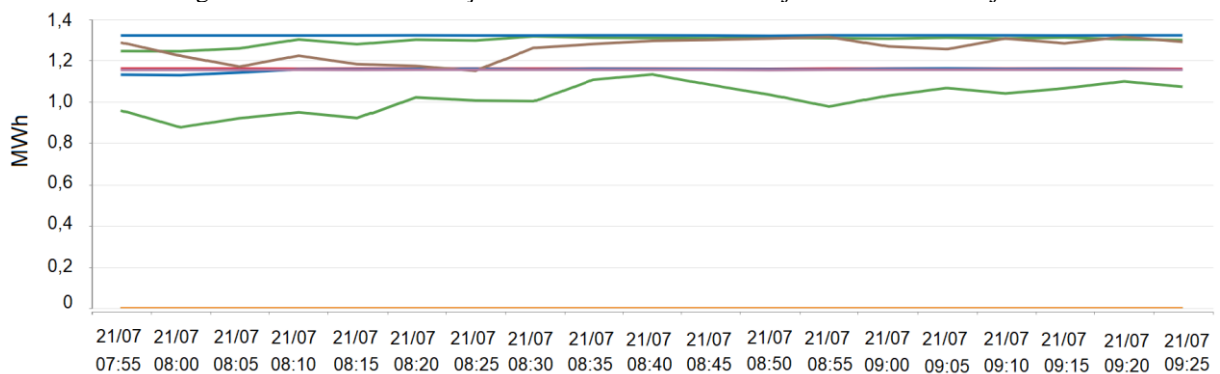
Quadro 21 – Comparação dos dados de energia medidos e ajustados.

	Hora com falha (MWh)	Hora ajustada (MWh)	Diferença absoluta (MWh)	Diferença relativa (%)	Custo da energia à PLD
Circuito 1	28,6	29,8	1,2	11,83	R\$ 221,62
Circuito 2	27,0	29,5	2,5	8,34	R\$ 471,64
Circuito 3	27,1	29,6	2,5	8,31	R\$ 472,22
Circuito 4	27,3	29,7	2,4	8,31	R\$ 473,94
Circuito 5	24,7	27,1	2,4	8,76	R\$ 455,33
Circuito 6	25,4	27,7	2,3	8,31	R\$ 441,52
Total no mês			13,218	8,97%	R\$ 2.536,27

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Apenas devido à esta falha na medição, o possível prejuízo no faturamento da Usina 6 ficaria na faixa dos R\$ 2.536,27 (dois mil quinhentos e trinta e seis reais e vinte e sete centavos). A Figura 30 apresenta os dados de medição da usina, devidamente ajustados.

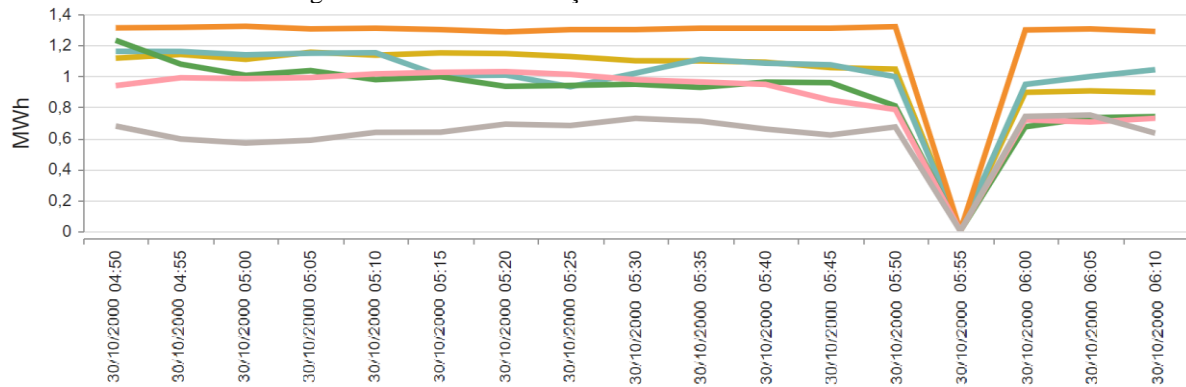
Figura 30 – Dados de medição da Usina 6 devidamente ajustados no mês de julho.



Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

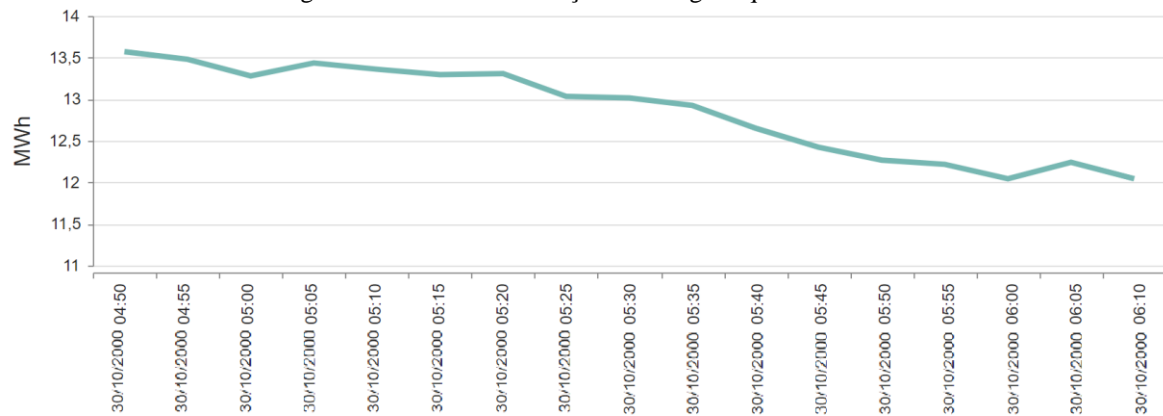
A inconsistência e o consequente ajuste nos dados do mês de outubro foram bastante similares com o ocorrido no mês de julho. No dia 30/10, às 05h55min os medidores dos circuitos registraram dados zerados (Figura 31), ainda que a subestação tenha indicado continuidade na geração total da Usina 6, conforme a Figura 32.

Figura 31 – Falha na medição da Usina 6 no mês de outubro.



Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

Figura 32 – Dados de medição de energia líquida da Usina 6.



Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

Considerando a média dos dados da 05h50min e das 06h00min, resultando no gráfico da Figura 34, o Quadro 22 apresenta e compara os dados medidos e os devidamente ajustados para o mês de outubro.

Quadro 22 – Comparação entre os dados medidos e os devidamente ajustados da Usina 6 no mês de outubro.

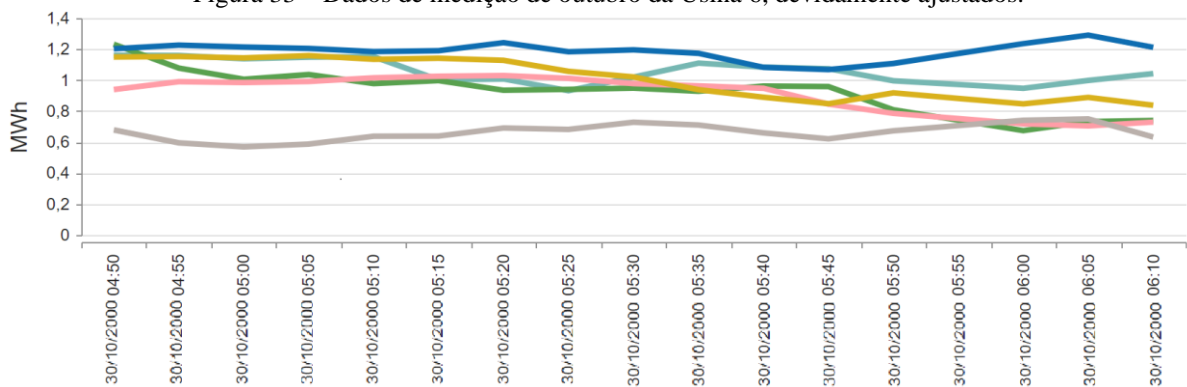
	Hora com falha (MWh)	Hora ajustada (MWh)	Diferença absoluta (MWh)	Diferença relativa (%)	Custo da energia à PLD
Circuito 1	23,3	27,7	4,4	15,70	R\$ 834,68
Circuito 2	24,5	29,4	4,9	16,71	R\$ 944,62
Circuito 3	22,1	27,8	5,7	20,33	R\$ 1.083,16
Circuito 4	21,6	26,7	5,1	19,04	R\$ 976,67

Circuito 5	22,7	27,0	4,3	16,05	R\$ 832,37
Circuito 6	20,2	25,6	5,4	20,85	R\$ 1.023,68
Total no mês			29,7	18,11% *	R\$ 5.695,19

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

No mês de outubro, a falha ajustada permitiu a contabilização e o faturamento de quase 30 MWh, que não seriam contabilizados. Valorado com base no PLD médio do ano de 2019, somaria o total de R\$ 5.695,19 (cinco mil seiscentos e noventa e cinco reais e dezenove centavos). Os dados corrigidos, integralizados em 5 minutos, estão na Figura 33.

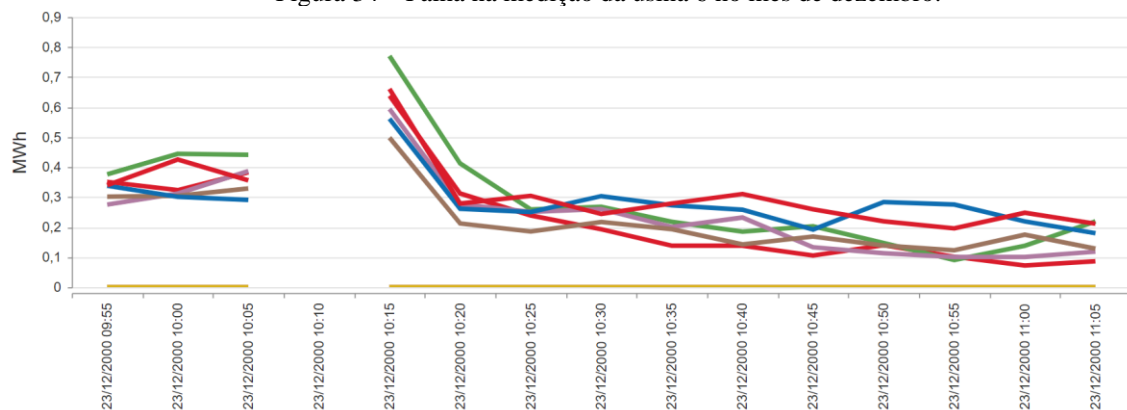
Figura 33 – Dados de medição de outubro da Usina 6, devidamente ajustados.



Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

No mês de dezembro, ocorreu o mesmo tipo de falha do mês de janeiro, caracterizada por lacuna seguida de inconsistência, conforme a Figura 34. Foi no dia 23, às 10h10min e às 10h15min, *timestamps* que compõem a hora 11.

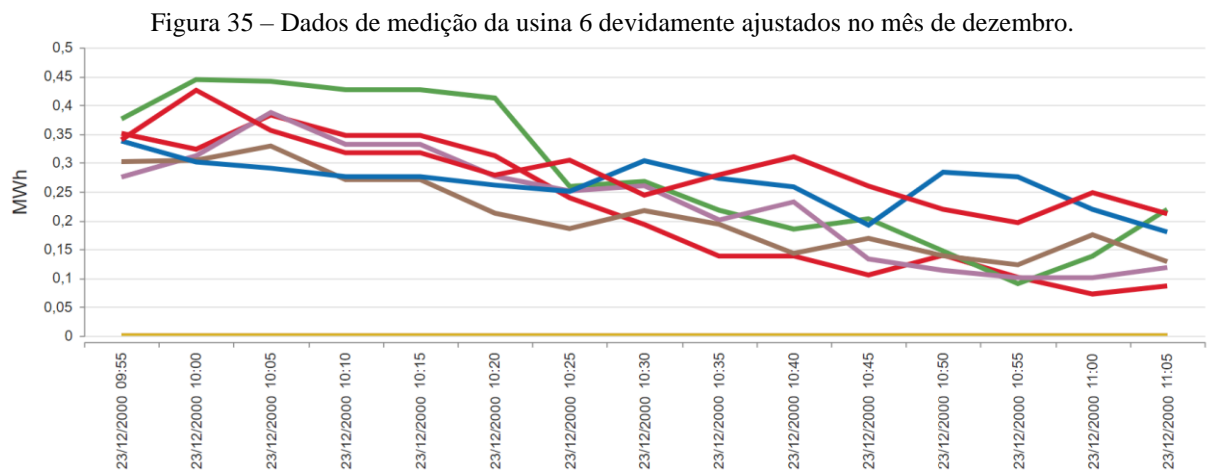
Figura 34 – Falha na medição da usina 6 no mês de dezembro.



Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

A Plataforma indicou o problema por meio do alarme de lacuna de dados, como também ocorreu no mês de janeiro. Nos mesmos moldes, a correção foi realizada com base na média dos dados consistentes da mesma hora (hora 11).

A Figura 35 traz os dados já corrigidos, nos moldes do ajuste aprovado no SCDE, e o Quadro 23 mostra as diferenças entre os montantes de energia com as inconsistências, com a estimativa da CCEE e os dados corrigidos via ajuste.



Fonte: Elaborado pelo autor na plataforma Integrada de Medição, Way2 Tecnologia (2021).

Quadro 23 – Comparativo das medições de energia ativa de geração com a inconsistência e com as medições ajustadas no mês de dezembro.

	Hora com lacuna (MWh)	Hora ajustada (MWh)	Hora estimada (MWh)	Diferença absoluta (MWh)	Diferença relativa (%)
Circuito 1	2,5	2,5	2,7	0,2	6,21
Circuito 2	3,1	3,2	3,4	0,2	5,90
Circuito 3	2,6	2,7	2,9	0,2	5,94
Circuito 4	2,4	2,4	2,6	0,2	6,68
Circuito 5	3,2	3,2	3,5	0,3	8,62
Circuito 6	3,4	3,3	3,7	0,4	9,04

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Logo, no dia 23 do mês de dezembro, a diferença entre os dados corrigidos e os estimados pela CCEE, na hora da inconsistência, sem qualquer intervenção do agente, ficou com uma média de 7,06%.

Assim, somando todas as falhas e inconsistências corrigidas ao longo de um ano, têm-se o custo total evitado em penalidades e a estimativa da receita protegida pela contabilização da energia, mostrados no Quadro 24

Quadro 24 – Proteção de receita da Usina 6 em um ano.

	Custo em penalidades (despesas evitadas)	Receita protegida na contabilização da energia (receita protegida)
Agosto	R\$ 42.000,00	-
Julho	-	R\$ 2.536,27
Outubro	-	R\$ 5.695,19
Total	R\$ 42.000,00	R\$ 8.231,46

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

6 CONCLUSÃO

De um modo geral, a engenharia aborda com frequência, além de assuntos técnicos, temas como economia de recursos, sustentabilidade, rendimento e otimização de diversos sistemas e processos. Pode-se afirmar que um dos principais papéis do engenheiro é contribuir para o avanço em suas áreas de atuação.

Assim, pode-se dizer que faz parte de sua atuação buscar sempre o devido acompanhamento do sistema que opera, a melhor destinação de recursos e a análise contínua dos processos com o objetivo de melhoria. Nisto se pode incluir a gestão do Sistema de Medição para Faturamento.

Este acompanhamento permitiu a identificação de erros na contabilização devido a falhas de componentes, tais como, medidores, TCs e TPs, conforme os casos estudados. Os resultados do trabalho mostraram que pode haver uma diferença de quase 15% entre a energia gerada e a contabilizada, sem contar as penalidades.

Os problemas que impedem o envio de dados ao SCDE, como falha no sistema de comunicação ou avaria de medidores, podem ser identificados com mais facilidade pelo agente de medição apenas se utilizando do SCDE, visto que, em um acompanhamento diário, constariam dados faltantes nos relatórios, sinalizando a existência de algum problema.

Contudo, os problemas de identificação de falhas que comprometem a confiabilidade dos dados exigem o acompanhamento e comparação dos dados de memória de massa dos medidores. Uma vez que a CCEE não promove qualquer tipo de alerta ou sinalização sobre a consistência dos dados, salvo em casos de ultrapassagem dos limites de potência de consumo e geração cadastrados nos pontos de medição, os alarmes de medição da Plataforma Integrada de Medição da Way2 Tecnologia permitem a identificação de forma ágil e automatizada.

Os casos estudados evidenciaram como a gestão da medição para faturamento pode contribuir com a proteção de receita na usina, tanto do recebimento integral dos montantes de energia gerados, como da mitigação dos riscos de penalidades de medição.

Levando em consideração a atuação em tempo de solicitar o processo de recontabilização para os casos em que há divergência na medição, o serviço prestado evitou R\$ 59.993,00 de emolumentos para estes processos. Só em penalidades de medição, foram evitados R\$ 100.274,00.

Considerando as penalidades e os emolumentos de recontabilização definidos no trabalho, além de considerar a estimativa da CCEE referente aos dados faltantes da Usina 5, as despesas evitadas chegam ao patamar de R\$ 175.267,00, no pior cenário.

No caso da solicitação do processo de recontabilização dos dados, a receita protegida devido à contabilização e faturamento da energia gerada foi de R\$ 91.052,23. No entanto, não havendo a possibilidade de recontabilização, resta ao agente o ônus de não receber pela energia gerada, que totalizaria o valor de R\$ 1.064.683,20.

Neste cenário pessimista, haveria a despesa com as penalidades, no total de R\$ 100.274,00, e a perda na receita de R\$ 1.064.683,20.

O Quadro 25 apresenta os resultados totais por usina, separados por despesas (com penalidades e emolumentos) e receita protegida (que não seria recebida). O Quadro 26 apresenta os totais para as seis usinas.

Quadro 25 – Compilação de custos evitados totais das usinas.

	Despesa evitada com penalidades, sem recontabilização e com dados coletados (Usina 5). *	Despesa evitada com penalidades e emolumentos de recontabilização, e com dados estimados pela CCEE (Usina 5). *	Receita protegida pela contabilização da energia	
			Melhor caso (com recontabilização e dados coletados da Usina 5) *.	Pior caso (sem recontabilização e dados estimados pela CCEE na Usina 5) *.
Usina 1	R\$ 12.000,00	R\$ 29.138,00	-	R\$ 469.066,01
Usina 2	R\$ 28.274,00	R\$ 45.422,00	-	R\$ 448.841,86
Usina 3	R\$ 6.000,00	R\$ 6.000,00	-	-
Usina 4	R\$ 0	R\$ 25.707,00	R\$ 13.981,14	R\$ 112.866,31
Usina 5	R\$ 12.000,00	R\$ 27.000,00	R\$ 77.071,09	R\$ 25.677,56
Usina 6	R\$ 42.000,00	R\$ 42.000,00	-	R\$ 8.231,46
Total	R\$ 100.274,00	R\$ 175.267,00	R\$ 91.052,23	R\$ 1.064.683,20

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

* Coleta e estimativa para o caso da Usina 5, e recontabilização para as demais.

Quadro 26 - Total de despesas evitadas e receita protegida das seis usinas.

	Melhor caso (com recontabilização e coletas) *.	Pior caso (sem recontabilização ou coleta) *.
Despesas evitadas	R\$ 100.274,00	R\$ 175.267,00
Receita protegida	R\$ 91.052,23	R\$ 1.064.683,20

* Coletas para o caso da Usina 5, e recontabilização para as demais.

Fonte: Elaborado pelo autor (2021).

Com estes recursos, poder-se-ia investir em avanços tecnológicos, como pesquisa e desenvolvimento, aplicados ou não à medição, ao treinamento de profissionais para gestão e na análise de SMFs, formação de novos engenheiros ou, até mesmo, em ações sociais para levar a energia elétrica ou saneamento básico às famílias carentes em todo o território nacional.

Trazendo para uma abordagem mais corporativa, toda empresa busca por profissionais capazes de contribuir para economia de gastos e retenção de receitas, o que, para aquelas que atuam na geração de energia, pode se traduzir em evitar penalidades e identificar erros de medição.

6.1 SUGESTÃO PARA TRABALHOS FUTUROS

Uma das limitações do trabalho foi a não consideração dos aspectos contratuais da venda de energia pelas usinas, que pode se enquadrar em diversas modalidades, tanto no Ambiente de Contratação Livre, como Ambiente de Contratação Regulada, em diversas modulações e prazos, a depender do tipo de fonte.

As penalidades de medição também foram as únicas abordadas no trabalho, mas há ainda as penalidades de energia, que podem ser aplicadas ao agente nos casos de erros na contabilização. Insuficiência de lastro de energia, inadimplência no Mecanismo de Venda de Excedentes e inadimplência no Mercado de Curto Prazo são alguns exemplos.

Outra questão de suma importância e que não foi abordada no trabalho foram as ultrapassagens de MUST, que seriam decorrentes de inconsistências na medição. Sendo a demanda ativa calculada em integralizações de 15 minutos, inconsistências de apenas um *timestamp* podem acarretar ultrapassagem de demanda contratada, caso não corrigida, implicando em multas para a usina.

Para trabalhos futuros, fica a sugestão da análise dos impactos financeiros por cláusulas contratuais quando da não entrega da energia vendida, o estudo das penalidades de energia, previstas no Módulo 13 das regras de Comercialização, e a pesquisa dos impactos das inconsistências de medição na apuração do MUST pelo ONS.

Os custos com manutenção, tanto preventiva como corretivas, das falhas reportadas também não foram consideradas nas análises, também podendo ser um tema a ser abordado em estudos futuros.

REFERÊNCIAS

ABRACEEL. **Mercado livre de Energia cresce 6% e movimenta R\$134 bi em 2019, diz Abraceel**. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/clipping/2020/01/mercado-livre-de-energia-cresce-6-e-movimenta-r-134-bi-em-2019-diz-abraceel/>>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Acréscimo anual de potência instalada**

<https://www.aneel.gov.br/dados/relatorios?p_p_id=dadosabertos_WAR_dadosabertosportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_resource_id=gerarAcrescimoAnualPotenciaCSV&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1>

CAPETTA, Dalmir. **Sistema de Medição para Faturamento e o Mercado de Energia Elétrica: Uma visão crítica do referencial regulatório**, 2009. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-03072009-144925/publico/Dalmir_Capetta_Dissertacao_Mestrado_RevFin.pdf>

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Com quem se relaciona**. Disponível em:

<https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/com_quem_se_relaciona?_adf.ctrl-state=11rqgelpn_75&_afLoop=31081776783261#!%40%40%3F_afLoop%3D31081776783261%26_adf.ctrl-state%3D11rqgelpn_79>.

Acesso em: 25 abr. 2021.

_____. **Primeiros Passos**, 2015. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_350414>.

Acesso em: 6 mar. 2021.

_____. **Procedimentos de Comercialização: Módulo 2 - Medição**, 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058269>.

Acesso em: 7 jun. 2021.

_____. **Procedimentos de Comercialização:** Módulo 6 - Penalidades, Submódulo 6.1 – Penalidades de medição e multas, 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058277>.

Acesso em: 7 jun 2021.

_____. **Procedimentos de Comercialização:** Módulo 6 - Penalidades, Submódulo 6.2 – Notificação e gestão do pagamento de penalidades, 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_058662>.

Acesso em: 7 jun 2021.

_____. **Regras de Comercialização:** Medição Contábil, 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_383804>. Acesso em: 7 jun. 2021.

_____. **Regras de Comercialização:** Medição Física, 2020. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_076156>. Acesso em: 7 jun. 2021.

_____. **Regras de Comercialização:** Ajuste de Contabilização e Recontabilização, 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_654344>. Acesso em: 7 jun. 2021.

_____. **Regras de Comercialização:** Penalidades de Energia, 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/ccee/documentos/CCEE_661124>. Acesso em: 7 jun. 2021.

_____. **Aplicação de Sanções Reforça a Segurança do Mercado,** 2021. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/60-seguranca-20.html>>. Acesso em: 22 mar. 2021.

CARDOSO, Enéas. **Sincronismo de Horário Aplicados nos Sistemas de Medição de Energia**, 2019. Disponível em: <<https://memt.com.br/blog/?p=480>> Acesso em: 05 jul. 2021.

EPE. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026)**, 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/topico-261/DEA%20001_2017%20-%20Proje%C3%A7%C3%B5es%20da%20Demanda%20de%20Energia%20EI%C3%A9trica%202017-2026_VF%5B1%5D.pdf> Acesso em 25 abr. 2021.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA (ONS). **Procedimentos de Rede: Submódulo 2.14 – Requisitos Mínimos para o Sistema de Medição para Faturamento**, 2021. Disponível em: <http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%202.14-RQ_2020.12.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

_____. **Procedimentos de Rede: Submódulo 6.16 – Manutenção do Sistema de Medição para Faturamento (Operacional)**, 2021. Disponível em: <http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%206.16-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

_____. **Procedimentos de Rede: Submódulo 6.16 – Manutenção do Sistema de Medição para Faturamento (Responsabilidades)**, 2021. Disponível em: <http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%206.16-RS_2020.12.pdf>. Acesso em: 29 mar. 2021.

_____. **Procedimentos de Rede: Submódulo 6.17 – Coleta de dados de Medição para Faturamento (Operacional)**, 2021. Disponível em:

<http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%206.17-OP_2020.12.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2021.

_____.

Procedimentos de Rede:
Submódulo 6.17 – Coleta de dados de Medição para Faturamento (Responsabilidades), 2021. Disponível em:
<http://apps08.ons.org.br/ONS.Sintegre.Proxy/ecmprsite/ecmfragmentsdocuments/Subm%C3%B3dulo%206.17-RS_2020.12.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2021.

ANEXO A – Relatório de Origem de dados da Coleta

Módulo de Análise: Origem de Dados da Coleta							
Data de solicitação 07/06/2021							
Período Solicitado de 01/06/2021 até 02/06/2021							
Agente	Ponto / Grupo	Data	Hora	Ativa C (kWh)	Ativa G (kWh)	Qualidade	Origem
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	1	354,844	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	2	348,273	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	3	312,311	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	4	287,18	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	5	326,164	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	6	325,808	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	7	353,514	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	8	319,235	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	9	338,417	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	10	355,025	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	11	345,166	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	12	306,183	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	13	321,368	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	14	316,128	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	15	348,627	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	16	313,019	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	17	271,994	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	18	269,952	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	19	278,034	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	20	279,899	0	Completo	COLETA DIÁRIA

[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	21	276,169	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	22	291,174	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	23	321,546	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	01/06/2021	24	296,77	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	1	285,935	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	2	283,804	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	3	275,281	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	4	296,147	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	5	317,903	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	6	273,947	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	7	272,438	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	8	281,231	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	9	303,963	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	10	373,937	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	11	369,409	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	12	373,581	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	13	368,61	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	14	367,366	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	15	367,899	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	16	367,189	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	17	367,542	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	18	367,632	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	19	369,053	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	20	394,627	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	21	409,278	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	22	399,157	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	23	415,317	0	Completo	COLETA DIÁRIA
[NOME DO AGENTE]	[NOME DO PONTO]	02/06/2021	24	400,666	0	Completo	COLETA DIÁRIA

ANEXO B – Relatório de Medidas Consolidadas

Tipo de Relatório: Medidas Consolidadas										
Tipo de Agente: Medição										
Período Solicitado de 01/06/2021 até 02/06/2021										
Ponto de Medição	Data de Consolidação	Hora de Consolidação	Tipo de Energia	Ativa Geração (kWh)	Ativa Consumo (kWh)	Reativa Geração (kVArh)	Reativa Consumo (kVArh)	Qt Intervalos Faltantes	Situação da Medida	Motivo da Situação
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	1	Bruta	0	338,505	0	181,241	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	2	Bruta	0	331,934	0	180,174	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	3	Bruta	0	295,973	0	178,31	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	4	Bruta	0	270,841	0	177,868	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	5	Bruta	0	309,736	0	179,995	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	6	Bruta	0	309,29	0	181,505	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	7	Bruta	0	336,909	0	184,701	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	8	Bruta	0	302,807	0	181,418	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	9	Bruta	0	321,988	0	180,353	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	10	Bruta	0	338,597	0	184,17	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	11	Bruta	0	328,827	0	182,928	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	12	Bruta	0	289,666	0	193,761	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	13	Bruta	0	304,939	0	207,614	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	14	Bruta	0	299,789	0	205,04	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	15	Bruta	0	332,465	0	203,886	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	16	Bruta	0	296,857	0	187,812	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	17	Bruta	0	255,921	0	175,912	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	18	Bruta	0	253,703	0	177,158	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	19	Bruta	0	261,961	0	173,606	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	20	Bruta	0	263,471	0	182,218	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	21	Bruta	0	259,652	0	181,063	0	Hora Completa Consistente	Consistido

[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	22	Bruta	0	274,66	0	185,238	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	23	Bruta	0	305,03	0	183,816	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	01/06/2021	24	Bruta	0	280,164	0	185,146	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	1	Bruta	0	269,507	0	183,55	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	2	Bruta	0	267,466	0	179,2	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	3	Bruta	0	258,941	0	177,07	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	4	Bruta	0	279,897	0	176,624	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	5	Bruta	0	301,565	0	177,867	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	6	Bruta	0	257,786	0	173,693	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	7	Bruta	0	256,187	0	177,866	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	8	Bruta	0	264,891	0	180,354	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	9	Bruta	0	287,534	0	210,101	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	10	Bruta	0	357,332	0	283,982	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	11	Bruta	0	352,98	0	277,589	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	12	Bruta	0	357,153	0	284,161	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	13	Bruta	0	351,914	0	283,806	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	14	Bruta	0	350,937	0	280,253	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	15	Bruta	0	351,47	0	277,679	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	16	Bruta	0	350,849	0	273,592	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	17	Bruta	0	351,115	0	267,552	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	18	Bruta	0	351,294	0	264,623	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	19	Bruta	0	352,803	0	260,537	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	20	Bruta	0	378,199	0	281,762	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	21	Bruta	0	392,672	0	291,175	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	22	Bruta	0	382,55	0	274,746	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	23	Bruta	0	398,711	0	274,304	0	Hora Completa Consistente	Consistido
[CÓDIGO DO PONTO]	02/06/2021	24	Bruta	0	383,884	0	275,37	0	Hora Completa Consistente	Consistido

