



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

STEPHANY MARIA ALMEIDA ADERALDO

**USO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO CONCENTRADA COMO ALTERNATIVA
AO COMBATE DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO
SECUNDÁRIA**

FORTALEZA

2019

STEPHANY MARIA ALMEIDA ADERALDO

**USO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO CONCENTRADA COMO ALTERNATIVA AO
COMBATE DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO
SECUNDÁRIA**

Trabalho de Final de Curso
apresentado ao Departamento de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do Ceará,
como requisito parcial à obtenção do título de
Engenheira Eletricista.

FORTALEZA

2019

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

- A1u Aderaldo, Stephany.
 Uso do Sistema de Medição Concentrada como Alternativa ao Combate de Perdas não Técnicas em Rede de Distribuição Secundária / Stephany Aderaldo. – 2019.
 67 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.
 Orientação: Prof. Me. Tomaz Nunes.
1. Perdas Não Técnicas. 2. Medição Inteligente. 3. Sistema de Medição Concentrada. 4. Telemedição. 5. Rede de Distribuição. I. Título.

CDD 621.3

STEPHANY MARIA ALMEIDA ADERALDO

**USO DO SISTEMA DE MEDIÇÃO CONCENTRADA COMO ALTERNATIVA AO
COMBATE DE PERDAS NÃO TÉCNICAS EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO
SECUNDÁRIA**

Trabalho de Final de Curso
apresentado ao Departamento de Engenharia
Elétrica da Universidade Federal do Ceará,
como requisito parcial à obtenção do título de
Engenheira Eletricista.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof Me. Tomaz Nunes Cavalcante Neto (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raphael Amaral da Câmara
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Pedro Henrique de Menezes Máximo

FORTALEZA

2019

AGRADECIMENTOS

Primeiramente aos meus Pais e Irmão, Antônia Almeida Silva, Eudes Sabino de Oliveira Aderaldo e Steferson Almeida Aderaldo, por sempre me apoiarem e contribuírem para meu crescimento pessoal e profissional.

Ao Grupo de Processamento de Energia e Controle (GPEC) por me acolher e me apresentar pessoas incríveis que me ajudaram a me tornar a engenheira eletricista que sou hoje, tendo atenção especial para Ícaro Jonas Batista, o “chefe”, que me apoiou durante essa jornada e sempre acreditou em mim. Ao Marcus Anderson Almeida Bezerra que foi um tutor e um exemplo durante os anos que fiz parte do GPEC e Ao Juliano de Oliveira Pacheco, um tutor e amigo insubstituível que sempre se fez acessível para ajudar e ensinar.

A Enel Distribuição Ceará por disponibilizar conhecimentos e aprendizados imensuráveis que me ajudaram a me tornar uma pessoa melhor e uma profissional competente e preparada para o mercado, principalmente José Iran Gomes Filho por toda a paciência e dedicação nos momentos de ensino. Gostaria também de agradecer ao querido colega de trabalho Yan da Silva Costa, por todo apoio durante meu estágio e pelos ensinamentos ao longo dessa jornada.

Ao Prof. Me. Tomaz Nunes, pela excelente orientação.

Aos meus amigos de graduação, especialmente Nathalia Drusilla Macêdo Costa e Davi Mendes Gomes, os quais sempre se fizeram presentes em momentos de dúvida e dificuldade, me apoiando e encorajando sempre a não desistir e continuar sonhando e tentando. A Leonardo Duarte Milfont, Gabriel Marçal da Cunha Pereira Carvalho e Guilherme Bezerra de Figueiredo Neto pelas incontáveis horas de estudo compartilhadas e pela amizade verdadeira e consolidada que construímos ao longo do curso.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica (DEE) e aos demais funcionários do departamento responsáveis diretamente e indiretamente pela minha formação acadêmica.

“The Universe is under no obligation to make sense to you.”

- Neil Degrasse Tyson

RESUMO

Este trabalho introduz os conceitos de perdas não técnicas de energia elétrica, as formas mais recorrentes em que são encontradas em campo e o seu impacto na regulação da tarifa de energia elétrica para os consumidores. Além disso, são apresentadas alternativas aplicadas pelas concessionárias para o combate desse problema histórico, em destaque, este trabalho expõe a utilização de Sistemas de Medição Centralizada (SMC). A princípio, apresenta-se o conceito de SMC, sua aplicação em rede de distribuição de baixa tensão e as principais formas de comunicação utilizadas para a composição do sistema. Posteriormente, são apresentados os principais equipamentos que compõem o sistema, apresentando os conceitos e as funcionalidades de cada um desses dispositivos. Por fim, buscando comprovar a redução das perdas comerciais e a viabilidade da instalação desse sistema para a concessionária, realiza-se uma análise financeira de um estudo de caso da implantação da tecnologia de medição inteligente na Obra Guilherme Rocha no centro da cidade de Fortaleza, Ceará.

Palavras-chave: Perdas não técnicas, Sistema de Medição Concentrada, Medição Inteligente, Rede de Distribuição.

ABSTRACT

This work presents the concepts of power losses in distribution systems, specifically, non-technical losses. The work introduces typical arrangements of tampering and energy theft, how this problem interferes on energy taxes to customers and how the energy companies deal with this issue, focusing on Smart Meter System (SMS). At first, it is presented how the smart meter works, it's applications e the communications used to compose the system. Later, it is presented the main equipments that composes the SMS, introducing the concepts and functionalities of each device. At least, to demonstrate the energy losses reduction and the system's implementation viability to the energy companies, it was made a study case of the system's implantation on the street Guilherme Rocha located on Fortaleza's downtown, Ceará.

Keywords: Smart Meter, Non-technical losses, distribution systems,

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Perdas não técnicas reais e regulatória sobre BT faturado (média ponderada).....	15
Figura 2 – Perdas não técnicas Reais sobre mercado BT faturado.....	20
Figura 3 – Desvio no Ramal de Ligação	22
Figura 4 – Derivação na Rede BT.	23
Figura 5 – Derivação rede BT	24
Figura 6 – Rede BT Irregular	25
Figura 7 – Derivação no Ramal de Entrada.....	25
Figura 8 – Medidor com Imã.....	26
Figura 9 – Medidor Curto Circuitado	27
Figura 10 – Caixas Blindadas.....	28
Figura 11 – Estrutura trifásica com cruzetas	29
Figura 12 - Configuração Rede DAT	29
Figura 13 – Tabela Condições de Referencia.....	32
Figura 14 – Camadas RF <i>Mesh</i>	34
Figura 15 – Topologia Estrela	35
Figura 16 – Topologia <i>Mesh</i>	35
Figura 17 – Sistema de Medição Concentrada	38
Figura 18 – Caixa CP	43
Figura 19 – Interior Caixa CP	43
Figura 20 – TLI	49
Figura 21 – Balanço Energético	51
Figura 22 – Sistema de Medição Centralizada	52
Figura 24 – Tarifação Grupo B	55
Figura 25 – Concentrador Secundário Instalado na Obra Guilherme Rocha	59
Figura 26 – Fluxo de Caixa	60
Figura 27 – VPL.....	61

LISTA DE TABELAS

Quadro 1 – Perdas Não Técnicas.....	54
Quadro 2 – Orçamento Construção de Rede BT	56
Quadro 3 – CAPEX materiais Concentradores	56
Quadro 4 – Resumo CAPEX.....	57
Quadro 5 – Resumo ODD	57
Quadro 6 – Resumo CAPEX Material Adicional.....	58
Quadro 7 – Resumo Obra	58
Quadro 8 – Perdas Posteriores Instalação SMC	59

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AF	Alta Frequência
AT	Alta Tensão
BF	Baixa Frequência
BT	Baixa Tensão
CP	Concentrador Primário
CS	Concentrador Secundário
DAT	Distribuição Aérea Transversal
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
IMA	Infraestrutura de Medição Automatizada
IP	<i>Internet Protocol</i>
MT	Média Tensão
MCC	Módulo de Comunicação Celular
MM	Módulo de Medição
OSI	<i>Open System Interconnection</i>
P2P	<i>Peer-to-peer</i>
RF	Rádio Frequência
SD	Sistema de Distribuição
SP	Sensor de Potencial
SGP+M	Sistema de Gerenciamento de Perdas e Medição
SMC	Sistema de Medição Concentrada
TC	Transformador de Corrente
TLI	Terminal de Leitura Individual
UAF	Ultra Alta Frequência
VPL	Valor Presente Líquido
IMA	Infraestrutura de Medição Automatizada
TIR	Taxa Interna de Retorno

LISTA DE SÍMBOLOS

R\$	Real
%	Porcentagem
λ	Comprimento de Onda
Σ	Somatório
§	Seção

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	15
1.1	Contextualização.....	15
1.2	Objetivos.....	16
1.3	Estrutura do Trabalho	16
2.	SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA	17
2.1	Introdução	17
2.2	Cargas Elétricas em Sistema de Distribuição.....	17
2.3	Perdas Não Técnicas.....	18
2.4	Tarifação e perdas não técnicas no Brasil	21
2.5	Fraudes no Sistema de Distribuição.....	22
2.5.1	<i>Derivação no ramal de Ligação</i>	22
2.5.2	<i>Derivação no Ramal de Entrada</i>	25
2.5.3	<i>Adulteração no Medidor</i>	26
2.6	Estratégias para combates a Perdas Comerciais	27
2.6.1	<i>Caixas Blindadas</i>	27
2.6.2	<i>Rede DAT</i>	28
2.6.3	<i>Medição inteligente</i>	30
3.	SISTEMA DE MEDIÇÃO CONCENTRADA.....	30
3.1	Homologação e Portarias INMETRO	31
3.2	Comunicação.....	32
3.2.1.	<i>Comunicação GPRS/3G</i>	32
3.2.2.	<i>Topologia de comunicação Mesh</i>	33
3.2.3.	<i>Rádio Frequência (RF)</i>	37
3.3	Componentes do Sistema de Medição Concentrada.....	37
3.3.1	<i>Concentrador Primário (CP)</i>	38
3.3.1.1	<i>Funcionalidades do Concentrador Primário</i>	39
3.3.1.2	<i>Estrutura Física e Componentes do CP</i>	41
3.3.1.2.1	<i>CPU do CP</i>	41
3.3.2	<i>Concentrador Secundário</i>	44
3.3.2.2	<i>Estrutura Física e Componentes do CS</i>	45
4.	ESTUDO DE CASO - OBRA GUILHERME ROCHA	53
4.1	Estudo de Perdas não técnicas.....	54
4.2	Orçamentos da Obra	55
4.3	Resultados de medição posterior a implantação SMC	58
5.	CONCLUSÃO	62
6.	REFERÊNCIAS	63

1. INTRODUÇÃO

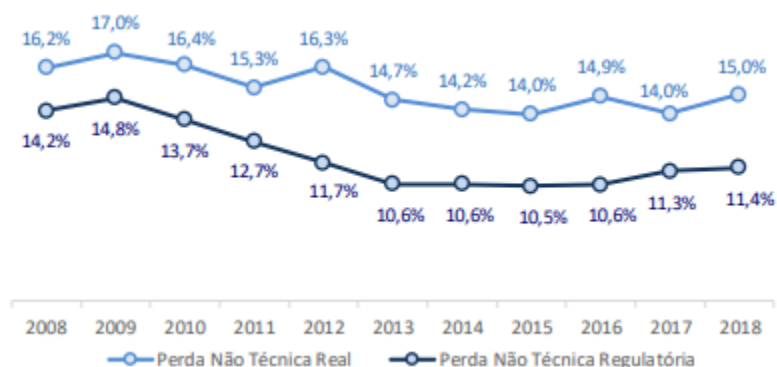
Este capítulo tem o intuito de apresentar a contextualização do tema abordado neste trabalho, assim como a motivação para o seu desenvolvimento e a estrutura com a qual será apresentado o trabalho.

1.1 Contextualização

O sistema elétrico é composto por atividades de geração, transmissão e distribuição. As perdas de energia referem-se à energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão e redes da distribuição, porém que não chega a ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais. (ANEEL, 2019)

Em 2018, as perdas não técnicas corresponderam a 33,3TWh de montante de energia (ANEEL, 2019), tendo em vista esse problema, as concessionárias de energia buscam reduzir essas perdas comerciais através de diversos métodos, tais como, melhor gestão do faturamento de clientes, implantação de padrões de medição mais resistentes, tecnologias que dificultem o acesso de clientes aos medidores, proteções de emenda nos cabos de distribuição etc. Na Figura 1 apresenta-se a evolução das perdas não técnicas praticadas e regulatórias ponderadas no mercado de baixa tensão (BT) faturado, no período de 2008 a 2018.

Figura 1 – Perdas não técnicas reais e regulatória sobre BT faturado (média ponderada)



Fonte: ANEEL, 2019

A fim de realizar um combate eficiente as perdas comerciais, foi desenvolvida e aplicada uma metodologia que visa a redução e prevenção de perdas não técnicas na rede de baixa tensão: O sistema de medição concentrada (SMC).

O sistema de medição concentrada foi desenvolvido com a finalidade de otimizar a Infraestrutura de Medição Automatizada (IMA) e disponibilizar às distribuidoras de energia uma ferramenta capaz de prover melhorias na operação, identificação e combate a perdas comerciais, principalmente em áreas de risco: como localidades onde a ausência de segurança pública impossibilita o acesso seguro de funcionários e operadores e áreas de invasão territorial, trazendo riscos aos colaboradores da distribuidora e dificultando ações de normalização.

Utilizando-se de tecnologia sem fio na interligação de módulos de medição de energia elétrica concentradores às unidades consumidoras, por meio de funcionalidades como corte, religação, alarmes, leituras e envio de comandos remotos é possível reduzir o

deslocamento de funcionários e, dessa forma, garantir a segurança destes, tendo em vista que nessas áreas de risco muitos funcionários sofrem ameaças e são obrigados a realizarem operações que interferem na medição e nas normas da empresa. Além disso, essa tecnologia otimiza o processo, reduzindo o custo de operações em campo e aumentando a eficiência nos resultados de medição e execução de serviços.

1.2 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo apresentar uma alternativa para as distribuidoras de energia para o combate a perdas não-técnicas em áreas de risco, de elevado número de irregularidades de medição e de invasão, introduzindo informações técnicas do sistema de medição concentrada no que diz respeito a configuração da rede, instalação de sistema gerenciamento de perdas e medição, equipamentos utilizados, funcionalidades, desempenho e benefícios deste sistema.

1.3 Estrutura do Trabalho

O capítulo 1, este introdutório, apresenta a contextualização do tema apresentado ao longo do trabalho, a motivação para o desenvolvimento deste projeto e a estrutura com a qual será apresentado o trabalho.

O capítulo 2 introduz o leitor aos conceitos de perdas não técnicas, apresentando as mais frequentes formas de fraude que constituem essas perdas. Também são apresentadas as estruturas de rede utilizadas no Ceará, mostrando as redes convencionais instaladas no estado, assim como alternativas de redes blindadas para o combate as perdas não técnicas.

O capítulo 3 apresenta o sistema de medição concentrada e os equipamentos necessários para seu funcionamento em rede secundária de distribuição. Além disso, serão apresentadas as vantagens desse sistema em comparação a medição convencional para o combate as perdas comerciais.

O capítulo 4 apresentará um estudo de caso realizado na obra Guilherme Rocha, no Centro da cidade de Fortaleza, Ceará, onde serão apresentados os dados de perdas não técnicas anteriores à implantação do SMC e posteriores a esse sistema de combate a perdas comerciais, onde é feita a análise dos balanços de energia implantados na obra, confirmando a redução de perdas comerciais. Além disso, será feito uma análise da viabilidade econômica do projeto, verificando se o investimento realizado junto aos custos de manutenção para preservação do bom funcionamento do sistema é viável utilizando a economia obtida em energia recuperada.

No capítulo 5, encontra-se a conclusão deste trabalho, apresentando os resultados obtidos após a implantação do sistema de e as melhorias que poderiam ser aplicadas para otimizar a infraestrutura de medição automatizada.

2. SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

Esse capítulo fará uma introdução ao sistema de energia elétrica brasileiro, introduzindo os conceitos de perdas não técnicas e como são encontradas. Também serão apresentados as alternativas mais utilizadas pelas concessionárias para combater o problema de perdas comerciais.

2.1 Introdução

A eletricidade é uma das maiores formas de energia utilizada. De acordo com EPE(2018), em 2017, após dois anos de queda, o consumo de eletricidade no país cresceu 1,2% em relação a 2016, alcançando 467 TWh, mantendo o Brasil entre os dez maiores consumidores do mundo. As regiões Sul e Centro Oeste lideraram o crescimento, com taxas de 3,1% e 2,4%, mas a região Sudeste segue sendo a região de maior participação no consumo do país, representando praticamente 50% do total.

Devido às características econômicas distintas envolvidas na cadeia produtiva, no Brasil, ocorre uma divisão entre quatro agentes que atuam no mercado de energia elétrica: Geradores, Transmissores, Distribuidores e Comercializadores, tendo, para cada um, suas respectivas atribuições.

2.2 Cargas Elétricas em Sistema de Distribuição

As subestações de distribuição transformam tensões, definidas como de subtransmissão para tensões primárias de distribuição. Os valores mais comumente utilizados nestas subestações são: 138/13,8 kV e 69/13,8kV, as quais, na grande maioria, são aéreas e radiais a três fios, denominadas de redes de média tensão (MT) ou de tensão primária de distribuição.

A utilização da energia elétrica pelos consumidores finais, sejam eles classificados como do grupo A (ANEEL, 2000), ou seja, consumidores conectados diretamente em redes de média tensão (MT), ou consumidores do grupo B (ANEEL, 2000), consumidores de energia elétrica em rede de baixa tensão (BT) ou de tensão secundária de distribuição.

Os consumidores do grupo A, em geral, pertencem a classe industrial ou comercial, apresentando elevado consumo diário e variação da carga ao longo das horas do dia, desta forma, é realizada a medição das energias ativas e reativas para cada hora do dia, para a

concessionária Enel Distribuição Ceará, a medição é realizada de 15 em 15 minutos, gerando uma curva de carga também conhecida como memória de massa.

Consumidores do grupo B são aqueles que possuem demanda inferior a 75kW (ANEEL, 2000) e podem ser classificados como: residenciais, comerciais, industriais etc. Periodicamente, as concessionárias realizam as medições do consumo mensal (kWh/mês) nas unidades consumidoras de energia, sendo realizadas tais medições para fins de faturamento.

A determinação de valores de carga para os consumidores do grupo B e para os transformadores de distribuição nos quais estes clientes estão conectados torna-se uma tarefa complexa, pois há uma variação de solicitação de energia bastante discrepante, em comparação ao grupo A, onde já existe uma demanda e uma carga pré-definida. O fato de haver uma diversidade de classes para o grupo B, contribui para o problema na designação do transformador correto para atender a demanda.

Um conjunto de consumidores do grupo B constituem as cargas dos transformadores de distribuição, dessa forma, o transformador de distribuição deve possuir uma curva de carga que represente a curva agregada de todos os consumidores de BT.

Para a realização de cálculos elétricos na rede BT é necessária a atribuição ou estimativa de valores de carga em todos os pontos da rede, a fim de determinar os valores corretos de perdas, tensões e fluxos de correntes e potências nas redes elétricas.

Neste trabalho, será trabalhado o uso do sistema de medição centralizada como uma alternativa para o combate a perdas não técnicas em rede de baixa tensão, sendo apresentado um estudo de caso referente a obra executada em 2019 na rua Guilherme Rocha, no Centro de Fortaleza- Ceará, onde poderá ser verificado as energias medidas nos transformadores de distribuição nos períodos anteriores e posteriores a instalação do SGP+M, podendo-se assim, realizar o cálculo das perdas comerciais nestes períodos.

2.3 Perdas Não Técnicas

Assim como outras cadeias produtivas, o sistema elétrico possui perdas em cada uma de suas etapas. Desde perdas na geração de energia, no transporte da mesma, assim como perdas no gerenciamento desta energia, podendo assim serem subdivididas em duas classes: Perdas Técnicas e perdas não técnicas.

As perdas que ocorrem devido ao processo físico do transporte, como condução e transformação de energia elétrica são classificadas como perdas técnicas. O sistema de

distribuição é dividido em três segmentos de rede (AT, MT e BT), transformadores, ramais de ligação e medidores. Utilizando as regras definidas no módulo 7 do PRODIST, é possível realizar o cálculo das perdas técnicas para cada um destes segmentos, utilizando-se de informações simplificadas das redes e equipamentos existente, como comprimento e bitola dos condutores, potência de transformadores e energia fornecida as unidades consumidoras. Utilizando-se dessas informações, podem ser estimados os percentuais de perdas técnicas eficientes relativas a energia injetada na rede. (ANEEL, 2019)

As perdas nos demais processos do sistema de potência são classificadas como perdas não técnicas, ou perdas comerciais, tendo como exemplos furtos de energia, mal gerenciamento do sistema de distribuição, erros de medição por estimativa e fraudes em medidores. Os limites regulatórios de perdas não técnicas são calculados conforme as regras definidas no Submódulo 2.6 do PRORET. Resumidamente, os valores regulatórios das perdas não técnicas são calculados pela ANEEL por uma metodologia de comparação de desempenho das distribuidoras, observando critérios de eficiência e as características socioeconômicas das áreas de concessão.

As concessionárias de grande porte são responsáveis por quase a totalidade dos montantes das perdas não técnicas no Brasil, devido a elevada demanda e a complexidade exigida para o combate a essas perdas. (ANEEL, 2019). Na Equação (1) é apresentada como calcular as perdas não técnicas.

$$P_{nt}(\%) = \frac{P_{Total} - E_{inj} \times P_{Tec}(\%)}{M_{Bt}} \quad (1)$$

Fonte: ANEEL (2015)

Onde:

$P_{nt}(\%)$ - Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de BT;

P_{Total} - Total de Perdas na distribuição;

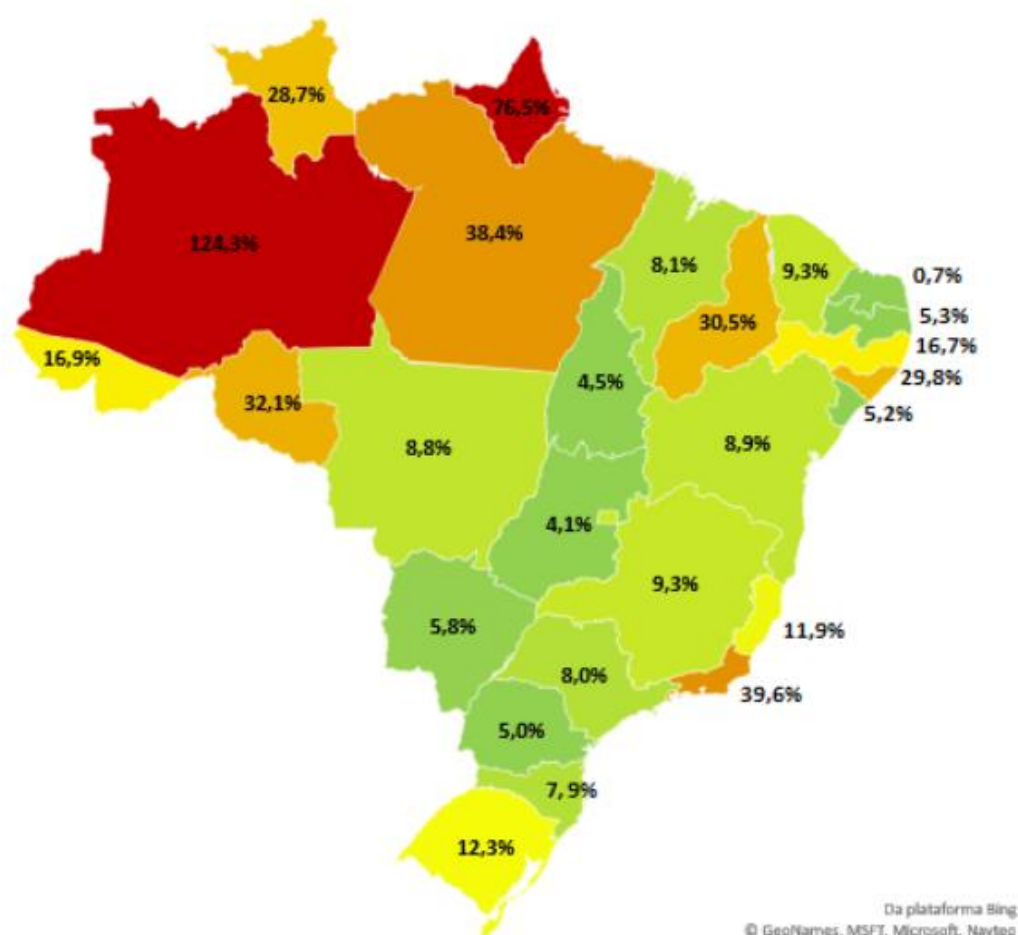
E_{inj} - Total de Energia Injetada na rede de distribuição;

$P_{Tec}(\%)$ - Percentual de perdas técnicas sobre energia injetada; e

M_{Bt} - Mercado de baixa Tensão

A Figura 2 ilustra os níveis de perdas não técnicas reais sobre o mercado BT faturado no Brasil.

Figura 2 – Perdas não técnicas Reais sobre mercado BT faturado



Fonte: ANEEL (2019)

Gerenciar conhecimento de especialistas em perdas não-técnicas é um processo extremamente importante para as Distribuidoras de Energia. Sob um cenário dinâmico e com taxas tendenciosamente crescentes de perdas, o controle manual, típico dos processos de gestão de perdas não-técnicas atuais, é exercido instante a instante por intermédio de decisões que exigem do especialista o conhecimento necessário para relacionar ações e resultados. É exigido também deste profissional o acompanhamento da operação, análise de grande base de dados, relacionamento com ambientes e áreas diferentes, experiência e segurança suficiente para assumir riscos em situações extremas. Há ainda o dilema da assertividade: manter o número de inspeções e aumentar a assertividade ou reduzir a necessidade de inspeções e manter a assertividade. (ALBERTO, 2008)

O consumidor regular arca na sua tarifa com as fraudes e furtos de energia, porém, os valores regulatórios das perdas comerciais, obtidos através de critérios de eficiência, são normalmente inferiores aos valores praticados pelas concessionárias de distribuição. A regulação por incentivos adotada pela ANEEL, ao observar ocorrência de ineficiência da gestão da concessionária, limita o repasse das perdas não técnicas para a conta de energia.

Tendo esses problemas em vista, as concessionárias de energia buscam reduzir essas perdas através de estratégias de combate a furtos e adulterações de medição. Essas táticas trazem diversos benefícios que vão além da redução da tarifação, tais como a incorporação dos consumidores irregulares no rateio de todos os custos, a redução do consumo inconsciente ou perdulário e melhoras na qualidade do fornecimento de energia elétrica.

2.4 Tarifação e perdas não técnicas no Brasil

No Brasil, a tarifa de energia elétrica paga pelos consumidores da concessionária é definida pela ANEEL. O modelo tarifário segue as práticas do modelo de regulação por incentivo, onde as distribuidoras de energia são estimuladas a ter resultados que mostrem eficácia no combate a perdas comerciais (ASEVEDO, 2011).

Em 2018, o custo das perdas não técnicas, obtido pela multiplicação dos montantes pelo preço médio da energia nos processos tarifários, desconsiderando tributos, é da ordem de R\$ 6,6 bilhões. No entanto, as perdas comerciais regulatórias, as quais são calculadas conforme metodologia da ANEEL, considerou-se um custo de aproximadamente R\$5,0 bilhões, o que representa 3% do valor da tarifa de energia elétrica, variando de acordo com a distribuidora. (ANEEL, 2019)

Deve ser salientado que a metodologia aplicada das perdas não técnicas não estabelece sanções para as concessionárias no caso de não atingimento dos percentuais regulatórios de perdas não técnicas, uma vez que percentuais acima dos patamares regulatórios não são repassados para a tarifa de energia elétrica, implicando que essa perda de receita seja arcada pelos acionistas da empresa. (ANEEL, 2019)

Ressalve para o fato que os percentuais de perdas não técnicas regulatórias são estabelecidos nos processos de revisão tarifária através da divisão de montantes de perdas não técnicas regulatórias sobre o mercado faturado de baixa tensão.

2.5 Fraudes no Sistema de Distribuição

O conceito de fraude parte da premissa de uma ação ilícita e consciente do cliente. Pode-se identificar fraude como qualquer ato provocado intencionalmente com objetivo de diminuir o registro de energia efetivamente consumida pelo usuário. (CAMARGO, 2008)

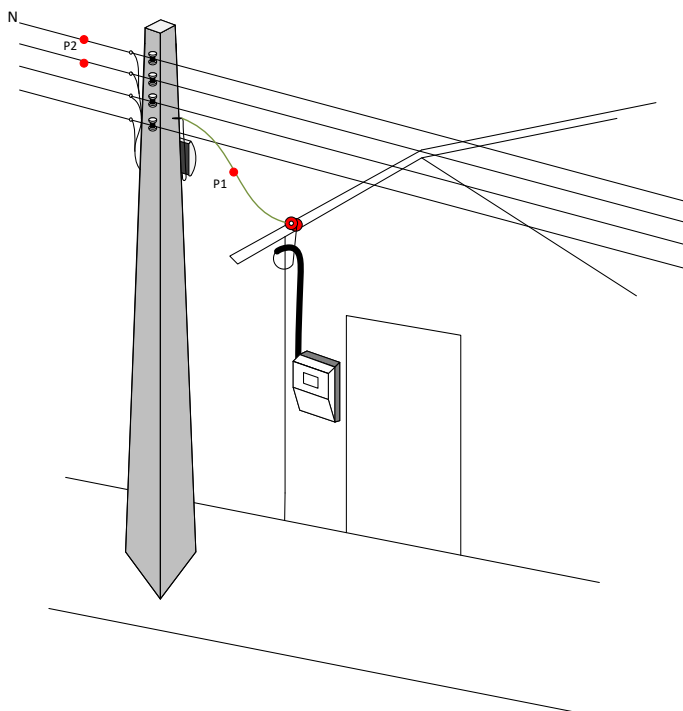
Nesta seção, serão explorados os tipos mais comuns de fraudes encontradas por concessionárias de energia.

2.5.1 Derivação no ramal de Ligação

Pode ser identificado ao longo do ramal que interliga o poste da concessionária e a entrada de serviço a unidade consumidora, ocorrendo uma derivação de energia.

Esse tipo de fraude é comum em áreas de invasão ocupacional, onde não há acesso à rede de energia, assim, os fraudadores realizam a derivação do ramal de ligação e improvisam uma rede de distribuição para que possam ter acesso à energia, normalmente essas fraudes ocorrem em possíveis 2 pontos da rede, assim como exemplificado na Figura 3.

Figura 3 – Desvio no Ramal de Ligação



No ponto P1 da Figura 3, o furto ocorre no cabo concêntrico de ligação. Já no ponto P2, a derivação ocorre direto na rede, sendo puxados uma fase e um neutro da rede. De ambas maneiras, o fraudador tem acesso à energia elétrica sem medição, o que, dependendo da carga que será utilizada, pode causar desequilíbrio e oscilações na rede, além de gerar insegurança para a vida de pessoas e animais que se encontram próximo a região.

A Figura 4 e a Figura 5 exemplificam uma derivação realizada diretamente na rede BT.

Figura 4 – Derivação na Rede BT.



Fonte: Próprio Autor

Figura 5 – Derivação rede BT



Fonte: Próprio Autor

Esse tipo de fraude também é comumente encontrado em áreas de invasão irregular, onde não há a construção de rede, dessa forma, os usuários derivam a rede BT e constroem a sua própria para suprir as necessidades. A Figura 6 apresenta um exemplo de rede improvisada.

Ao realizar a derivação da rede ilustrada na Figura 6, além da insegurança que a rede improvisada pois normalmente, ao realizarem o desvio não utilizam os condutores adequados, podendo gerar curtos e sobreaquecimento. Além disso, como há a conexão de diversas residências à rede e não houve a projeção do transformador para essa carga extra, podem ocorrer quedas de energia na região devido à sobrecarga no Trafo de distribuição.

Figura 6 – Rede BT Irregular



Fonte: Próprio Autor

2.5.2 Derivação no Ramal de Entrada

Pode ser identificado ao longo da fiação compreendida entre o ponto de entrega e a caixa de medição, normalmente é executada no interior de paredes, muros ou muretas, interceptando o eletroduto para a realização da derivação. A Figura 7 ilustra um de derivação no ramal de entrada, encontrado durante uma inspeção.

Esse tipo de fraude é mais difícil de ser verificada, tendo em vista que se encontra embutida na parede do cliente.

Figura 7 – Derivação no Ramal de Entrada



Fonte: Próprio Autor

2.5.3 Adulteração no Medidor

Pode ser executada de diversas maneiras, tendo como as mais comuns:

- Manipulação na fiação Interna ao medidor
- Introdução de objetos que alteram o giro do disco do medidor
- Provocação de avarias nas bobinas de corrente/tensão do medidor
- Manipulação dos ponteiros de registro

Na Figura 8 encontra-se um medidor com um ímã para evitar que o disco do medidor gire.

Figura 8 – Medidor com Ímã



Fonte: Próprio Autor

Na Figura 9 encontra-se um medidor com os terminais curto-circuitados por trás da caixa do medidor, dessa forma, não há registro de consumo, pois os condutores não passam pelo medidor.

Figura 9 – Medidor Curto Circuitado



Fonte: Próprio Autor

2.6 Estratégias para combates a Perdas Comerciais

Tendo em vista o problema de fraudes na rede e nos medidores, as concessionárias buscam diversas metodologias para combater e evitar a recorrência de irregularidades de medição. Podem ser citadas:

- Caixas de Medidores mais resistentes (Caixa Blindada)
- Rede de Distribuição Aérea Transversal (DAT)
- Medição inteligente

2.6.1 Caixas Blindadas

As caixas de medição utilizadas pelos clientes do Grupo B devem atender as exigências da especificação da distribuidora. O corpo da caixa deve ser de policarbonato, possuir características anti-chama, proteção contra raios ultravioleta e espessura adequada para suportar esforços mecânicos aplicados durante os ensaios de tipo e recebimento. Porém, a caixa não impede que haja a violação e a quebra com facilidade do equipamento, dessa forma, as concessionárias utilizam caixas mais resistentes para evitar a quebra e acesso aos medidores internalizados.

A Figura 10 ilustra as caixas de policarbonato blindadas.

Figura 10 – Caixas Blindadas



Fonte: Próprio Autor

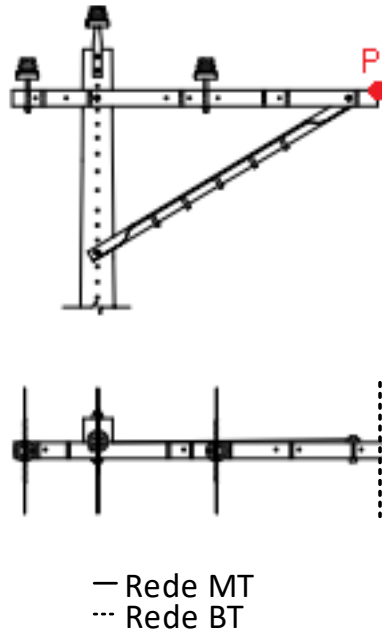
2.6.2 Rede DAT

A rede de distribuição aérea transversal (DAT) foi desenvolvida com propósito de impedir o acesso de fraudadores à rede BT. A configuração da rede se faz de tal forma que, a rede de baixa tensão é blindada por uma rede de média tensão através de uma cruzeta assim como ilustrado na Figura 11, normalmente de 13,8kV, e ambas se encontram na mesma altura, ou seja, transversalmente à altura de 12m, respeitando os afastamentos mínimos estabelecidos pela Associação Brasileira de Normas Técnicas(ABNT). Dessa maneira, assim como ilustrado a rede de BT passa no ponto P, na ponta da cruzeta, dificultando o acesso de fraudadores.

A rede DAT pode ser utilizada na medição convencional como na medição inteligente, de ambas as formas, o furto de energia é praticamente zerado quando se trata do acesso direto a rede BT.

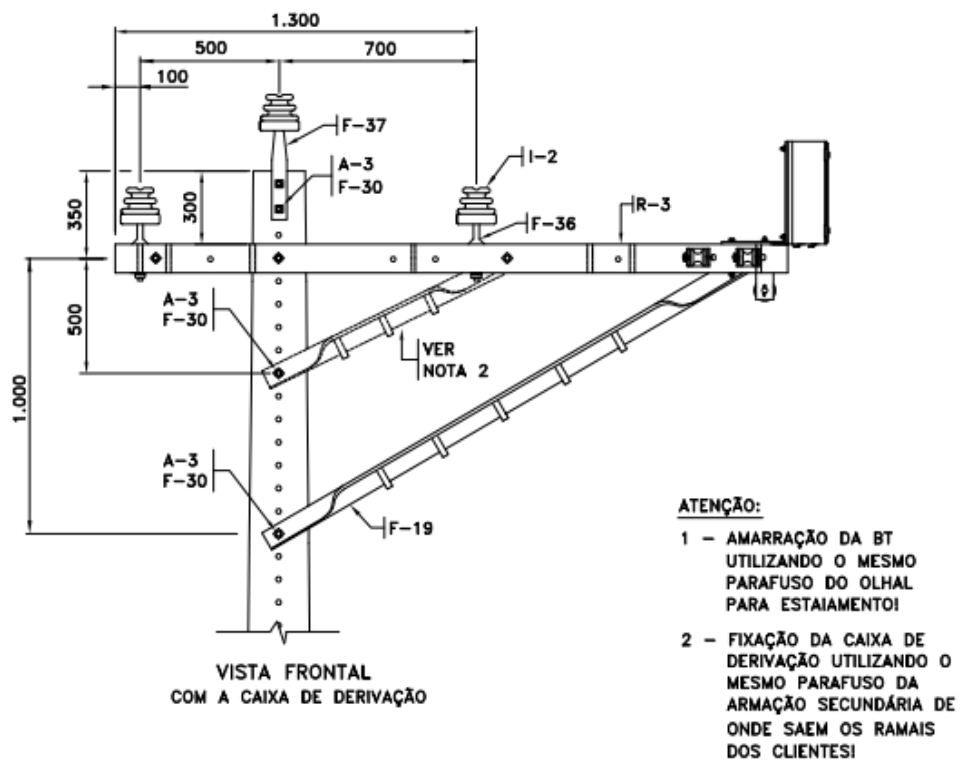
A Figura 11 ilustra a configuração da rede DAT, onde o ponto “P” é o ponto de fixação das caixas de derivação. Já a Figura 12 apresenta a configuração da rede DAT com uma caixa de derivação na ponta da cruzeta.

Figura 11 – Estrutura trifásica com cruzetas



Fonte: Adaptado de Enel

Figura 12 - Configuração Rede DAT



Fonte: Enel

2.6.3 Medição inteligente

A medição inteligente possibilita uma maior fiscalização dos consumos dos clientes, funcionando semelhantemente à medição realizada no Grupo A: O operador tem acesso às leituras diárias do cliente e a diversos alarmes que podem ser indicadores de fraude, por exemplo: Através da medição remota, é possível verificar se um cliente está com retorno de potencial no ramal, indicando que possivelmente existe uma fase intrusa na unidade consumidora.

Além disso, a medição remota de energia elétrica também reduz as perdas não técnicas administrativas, através da validação de leituras e faturamento de clientes. Como é possível o acesso as leituras diárias, é facilitada a análise de instalações de medidores, acompanhamento de consumos e prevenção de reclamações de clientes.

Pode-se desenvolver um sistema interno a distribuidora para que possa ser informado quando um cliente possuir uma discrepância de consumos diários, sendo um alarme para os operadores e uma prevenção para combate a adulterações de medição ou para furtos em ramais vizinhos.

O Capítulo 3 introduz o Sistema de Medição Centralizado (SMC), um sistema de medição inteligente, que utiliza de equipamentos específicos e comunicação wireless para execução de comandos remotos, apresentando seus principais equipamentos e dispositivos, as funcionalidades destes dispositivos assim como sua aplicação no combate a perdas comerciais, para que no capítulo 2 seja apresentado um estudo de caso confirmando a eficiência deste sistema.

3. SISTEMA DE MEDIÇÃO CONCENTRADA

Devido a fatores históricos, condições sociais e urbanização das áreas de concessão, as distribuidoras enfrentam problemas relacionados a inadimplência e ao furto de energia elétrica. Dessa forma, os usuários da área de concessão têm o custo do kWh perdido rateado em suas contas de energia.

O Sistema de Medição Concentrada (SMC) foi desenvolvido com a finalidade de prover às concessionárias de energia elétrica uma alternativa vantajosa à utilização de medidores convencionais em um sistema de medição e controle. O objetivo principal desta tecnologia é a redução das perdas comerciais, ocasionadas principalmente por fraudes na rede

de distribuição de energia. Sendo assim, sua aplicação é direcionada, principalmente, a localidades com elevada concentração de clientes não normalizados, áreas de ocupação e áreas de recorrência de ligações clandestinas e adulterações de medidores.

O sistema baseia-se no princípio de medição convencional, utilizando-se de medidores eletrônicos agrupados em um gabinete, o qual, é fixado na estrutura do poste da rede de distribuição em baixa tensão, inviabilizando o acesso dos consumidores aos medidores. Além disso, o sistema possui a composição dos equipamentos de forma concentrada e hierárquica.

Como a operação no sistema de medição centralizada é realizada de forma remota, não há necessidade de técnicos leituristas que realizam a coleta de leitura do consumo de energia elétrica serem enviados a campo, pois as leituras dos consumidores desse sistema são coletadas diariamente por comunicação GPRS/3G e RF *Mesh*, havendo uma otimização do processo de faturamento, assim como, uma maior segurança aos colaboradores da empresa. Da mesma forma para a execução de cortes e religações. Com essas funções existe uma redução dos custos operacionais da empresa.

3.1 Homologação e Portarias INMETRO

Os medidores eletrônicos constituem uma nova infra-estrutura de informação e comunicação que está sendo implementada no setor elétrico mundial. Ao aplicar essa tecnologia em consumidores de rede de baixa tensão, essa medição permite ao consumidor desempenhar um papel mais ativo no mercado de energia elétrica, assim como, possibilita às distribuidoras um melhor monitoramento da qualidade do serviço e do produto implantado.

Além disso, o uso de medição eletrônica em conjunto a implantação de redes inteligentes permite à distribuidora realizar o planejamento e a operação do sistema elétrico de forma mais eficiente. Levando em consideração o papel fundamental que a medição de energia elétrica tem para o mercado, é de interesse do regulador propiciar as condições adequadas para o desenvolvimento desta infra-estrutura, de forma que acompanhe e concorra com o aprimoramento do serviço desenvolvido.

Para a obtenção real dos benefícios da medição eletrônica é necessário que algumas leis e resoluções sejam seguidas e revisadas periodicamente. Para que a concessionária tenha autorização concedida pela ANEEL para a implantação e utilização, em caráter experimental, para fins de faturamento, da medição eletrônica externa em unidades consumidoras, é

necessário que sejam seguidas as condições mínimas para o controle metrológico definidas pela Portaria Inmetro nº 371, de 28 de setembro de 2007.

Todos os ensaios do Sistema de Medição Centralizada devem ser realizados levando em consideração as condições de referências citadas na Figura 13.

Figura 13 – Tabela Condições de Referência

Fatores de Influência	Condições de Referência	Erros máximos admissíveis para SMC de índice de classe:		
		C	B	A
Temperatura ambiente	23 °C	± 2 °C	± 2 °C	± 2 °C
Tensão	Tensão nominal	± 1,0 %	± 1,0 %	± 1,0 %
Frequência	Frequência nominal	± 0,3 %	± 0,3 %	± 0,5 %
Forma de onda	Corrente/Tensões senoidais	Fator de distorção menor que		
		± 1,0 %	± 1,0 %	± 1,0 %
Indução magnética de origem externa na frequência nominal	Indução magnética igual a zero	Valor de indução que cause variação não maior que:		
		± 0,1 %	± 0,2 %	± 0,3 %
		Mas em qualquer caso deve ser menor que 0,05 mT		

Fonte: INMETRO

3.2 Comunicação

Nesta seção serão apresentadas as comunicações utilizadas no sistema de medição concentrada, primeiramente introduzido a comunicação GPRS, utilizada na interface entre a central de operação e o equipamento em campo, e a comunicação de rede *Mesh*, utilizada para intercomunicação entre equipamentos secundários da rede.

3.2.1. Comunicação GPRS/3G

A tecnologia GPRS (*General Packet Radio Service*) é uma tecnologia presente nos padrões de telecomunicações 2G/3G que possibilita maiores taxas de transferências de dados nas redes móveis existentes, permitindo aos seus usuários manterem-se sempre conectados à rede, prontos para a transferência de informações via internet de forma online e imediata, tornando o acesso mais rápido e permitindo que a transmissão de dados seja processada em uma velocidade rápida e de baixo custo.

Diferentemente das tecnologias de comutação de circuitos, anteriormente usadas para compartilhamento de pacotes de dados, o qual a conexão é estabelecida do ponto de origem da transferência dos dados ao destino e os recursos da rede são dedicados por toda a duração da chamada ou interrupção de conexão, o GPRS mantém-se “sempre ativo”. Sendo assim, essa tecnologia isenta o usuário de construir e manter a própria rede, tendo esse serviço oferecido e tarifado pelas operadoras de telefonia celular por quantidade de bytes trafegados.

A comunicação GPRS possui como uma de suas principais vantagens a ampla cobertura em todas as unidades, permitindo um acesso imediato e permanente para dados, sendo necessários de 15 a 30 segundos, sendo uma vez estabelecida a conexão, a mesma estará permanentemente ativa, até que seja interrompida pelo usuário.

A interface GPRS-internet é um dispositivo que permite a realização da conexão do equipamento do usuário com uma rede GPRS. Essa interface, também conhecida como Modem (modulação/demodulação), dispositivo utilizado para permitir a comunicação entre microcomputadores, computadores e a internet. Quando um terminal GPRS é ligado numa rede móvel, o mesmo é reconhecido, a rede então gera um endereço Internet Protocol (IP) e estabelece a conexão. O endereço IP é normalmente dinâmico e é baseado na configuração estabelecida pela operadora de telefonia ou pelo fornecedor de serviço.

Desta forma, a tecnologia GPRS apresenta-se como uma solução vantajosa e eficiente para troca de informações, pois o Modem efetua o procedimento de conexão e envio de dados, dispensando outros equipamentos, fazendo com que o sistema se torne bastante compacto, ganhando mobilidade e portabilidade. Tendo isso em vista, para o sistema de medição concentrada, a utilização GPRS torna-se ideal devido a sua disponibilidade imediata, mantendo-se sempre conectada a transferência de informações coletadas em campo para a central de controle, ou seja, a distribuidora, de maneira rápida, baixo custo e confiável.

3.2.2. Topologia de comunicação Mesh

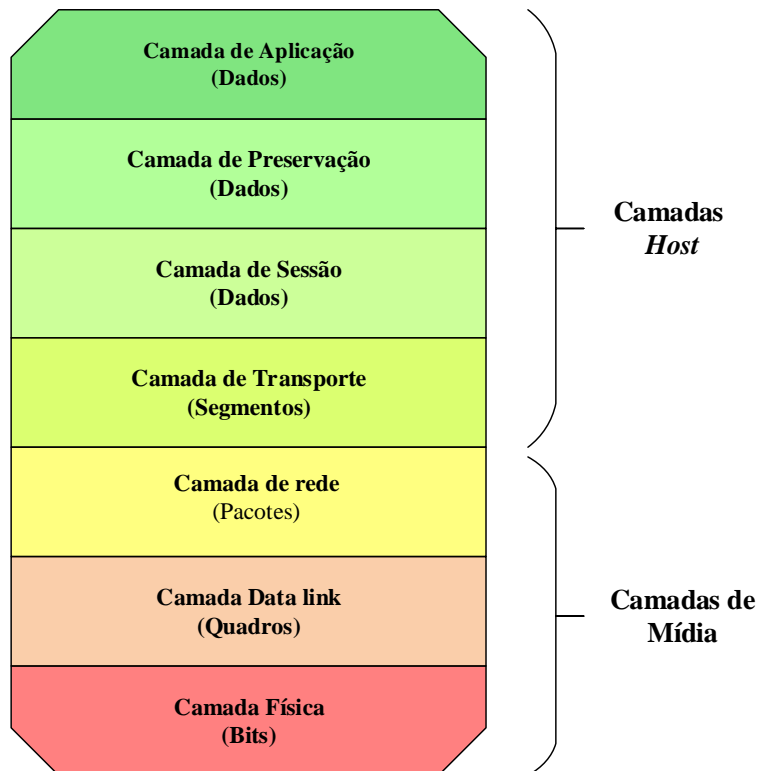
Para começar, como trata-se de internet e conexões entre dispositivos, é essencial ser apresentado ao modelo *Open System Interconnection* (OSI) o qual é um modelo de referência de como os sistemas se organizam em uma rede. Esse processo de comunicação pode ser dividido em sete camadas distintas de funções relacionadas. Em uma rede, todos os dispositivos, também chamados como “nós”, utilizam-se de camadas para comunicar-se entre si. (Hackernoon, 2018)

Cada camada modelo OSI serve a camada acima dele, o qual serve àquele acima dele e assim por diante, assim como exemplificado na Figura 14. Por exemplo, quando há troca de informação entre dispositivos o processo funcional tal que: um fluxo de dados circula pelas camadas da máquina que enviou a mensagem, então, trafega através da rede e das camadas do dispositivo receptor. A rede *Mesh* possui duas topologias principais, a Estrela e a *Mesh*,

dependendo do propósito e do caminho que se deseja que a mensagem percorra, escolhe-se a topologia mais adequada. A Figura 14 ilustra as camadas da rede *Mesh*.

Figura 14 – Camadas RF *Mesh*

Modelo OSI

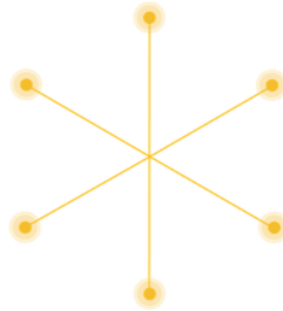


Fonte: Próprio Autor

3.2.2.1. Topologias RF *Mesh*

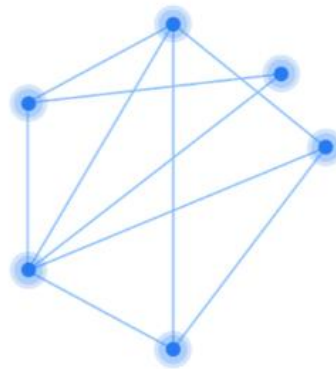
Comparando as duas topologias mais utilizadas atualmente, pode-se explicar melhor o funcionamento da rede *Mesh*. Primeiramente, a topologia Estrela, na qual os dispositivos são conectados a uma central de acesso (Rede centralizada), ou seja, o ponto central tem que lidar com todo o tráfego de dados da rede. Além disso, a topologia estrela também tem que encaminhar a informação para os dispositivos de destino em nome das fontes, assim como ilustrado na Figura 15.

Figura 15 – Topologia Estrela



Fonte: Hackernoon

Em contraste, a rede *Mesh*, os nós são conectados diretamente uns aos outros (Rede descentralizada). Os nós permitem comunicação ponto-a-ponto ou *Peer-to-peer* (P2P). Isso elimina a necessidade de uma entidade central. A *Mesh* se refere a uma estrutura interlaçada: nas redes, refere-se às várias interconexões que os nós podem estabelecer comunicação entre si. Como todos os nós estão conectados em uma rede “flutuante”, os nós agem como roteadores e encaminham conteúdos para os outros, dessa forma, o conteúdo pode alterar seu destino para chegar ao destino final, assim como ilustrado na Figura 16.

Figura 16 – Topologia *Mesh*

Fonte: Hackernoon

O protocolo de roteamento é a maneira que o tráfego de dados flui e como os nós se comunicam, isso se refere à camada 3 ou “*Media Layer*” do modelo OSI. A estrutura de roteamento da rede *Mesh* apresenta-se em três principais tipos de protocolo: Proativo, reativo ou híbrido. Esses tipos de protocolos diferem no paradigma usado para descoberta de rede, o que tem consequências na performance e na escala.

No protocolo Proativo é mantido uma descoberta de processo constante. Os nós automaticamente informam uns aos outros a rota, ou caminho, para a transferência de dados e caso ela seja alterada. Por exemplo, caso haja a perda de comunicação com um dos nós, o que causa uma alteração no fluxo do roteamento. Esse protocolo é mais resistente e capaz de reconhecer uma falha, sendo assim melhor em cenários estáticos, onde há raros ou inexistentes mudanças de caminho de rede. Não se é recomendado utilizar esse protocolo em cenários de mudanças abruptas de caminhos com uma velocidade elevada de nós, ou seja, ambientes dinâmicos, onde serão necessários mais recursos, causando tráfego de dados, aumento de colisões e redução de largura de bandas.

Diferentemente, o protocolo reativo estabelece rotas por demanda. Para cada conexão, ele deve analisar e investigar a rede e buscar o melhor caminho para o encaminhamento de dados. Desta forma, a rede reativa apresenta melhores resultados, porém leva mais tempo para estabelecer conexões, pois os caminhos podem não ser conhecidos anteriormente.

Por fim, o protocolo híbrido traz características dos protocolos proativos e reativos, assim como o nome sugere. Normalmente são usados de forma específica em casos onde as desvantagens dos protocolos proativo e reativo são verificadas. Desta forma, o protocolo híbrido ajusta as condições para onde a técnica for favorável.

Concluindo, a rede *Mesh* é a melhor opção para comunicação remota entre dispositivos, tendo em vista que não ocorre o problema de que, caso haja falha em um dos dispositivos, perca-se a transferência dos dados, pois a rede consegue se reorganizar de forma a entregar o pacote ao destinatário, fazendo a comunicação entre os nós remanescentes. Além disso, exige uma infraestrutura mínima e pode, posteriormente, ser implantada mais rapidamente e em um menor custo que a infraestrutura tradicional. Ademais, é possível conectar milhares de sensores em uma área, além de funcionar em áreas com grandes multidões ou conectar dispositivos em áreas remotas.

3.2.3. *Rádio Frequência (RF)*

A comunicação RF se tornou um sinônimo de comunicação sem fio e sinais de alta frequência, descrevendo qualquer sinal de radio AM entre 535 kHz e 1605 kHz até as redes locais (LANs) de computadores a 2.4 GHz. Se considerar-se frequências de micro-ondas como RF, pode-se estender a frequência até 300 GHz.

As ondas de rádio são ondas magnéticas e elas trafegam na velocidade da luz, de acordo com a equação (2), percebe-se que a frequência aumenta à medida em que o comprimento de onda diminui.

$$C = \lambda * f \quad (2)$$

Onde:

C= Velocidade da Luz

f= frequência

λ = comprimento de onda

As ondas eletromagnéticas consistem em dois correlatados campos: Campo Elétrico (E) e o campo magnético (H). O campo elétrico é formado a partir de diferença de tensão. Como o sinal de RF fica alternando, uma mudança constante de tensão gera um campo elétrico que aumenta e diminui de acordo com os sinais de frequência.

Em RF é necessário conhecimento sobre os dois campos que criam ondas eletromagnéticas, pois, pois, o RF utilizará de ambos os campos para comunicar suas informações, dependendo da frequência que estão utilizando, será mais utilizado o campo magnético ou o campo elétrico. Por exemplo: em casos de bandas de Alta frequência (AF) ou de baixa frequência (BF) a comunicação RF utilizar-se-á do campo magnético, já para Ultra Altas Frequências (UAF) ou micro-ondas será usado o campo elétrico.

Ademais, a comunicação RF é capaz de penetrar paredes de prédios e casas devido sua alta frequência, permitindo uma comunicação abrangente e de fácil acesso.

3.3 Componentes do Sistema de Medição Concentrada

O sistema é composto por equipamento que funcionam de forma hierárquica e centralizada, de forma que, existe um equipamento responsável pela comunicação entre o centro de operação da distribuidora e os medidores de cada cliente, fazendo a coleta de informações,

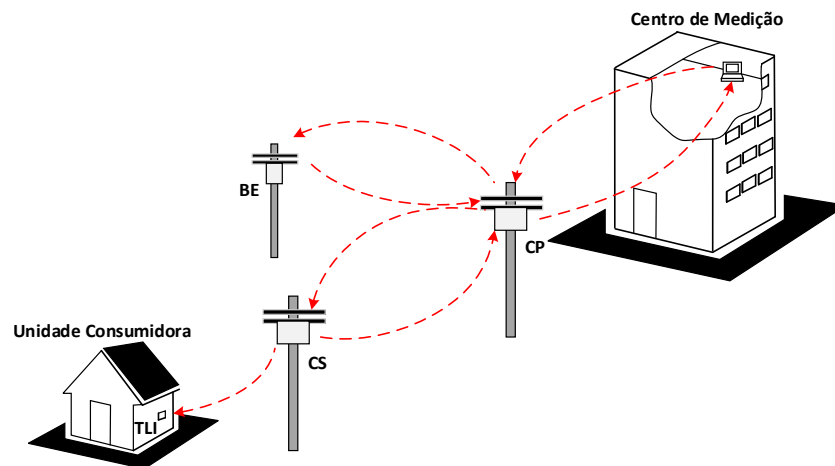
envio de comandos e leitura dos medidores. Cada medidor encontra-se dentro de um gabinete, denominado concentrador secundário (CS), o qual consegue concentrar até doze medidores monofásicos de forma que existe uma CPU dentro dele responsável pelo monitoramento da CS e dos módulos, realizando operações enviadas do centro de comando.

Para cada medidor instalado, existe um terminal de leitura individual (TLI), o qual é instalado na residência do cliente, assim como medidor convencional, para que o consumidor tenha acesso as informações de consumo de energia elétrica.

Dentro do sistema de medição concentrada existe o gerenciador de comunicação com as CSs, denominado Concentrador Primário (CP), fazendo a interligação do centro de comando com o medidor de cada cliente, sem este, não é possível gerenciar o sistema de medição.

Neste trabalho serão apresentados os principais equipamentos para a composição do sistema de medição concentrada, suas respectivas funções e especificações de dados técnicos. Na Figura 17 pode ser verificado um diagrama que ilustra o fluxo do sistema de medição concentrada e seus principais componentes.

Figura 17 – Sistema de Medição Concentrada



Fonte: Próprio autor

3.3.1 Concentrador Primário (CP)

O concentrador primário é o componente da rede de medição inteligente, responsável pela interface de comunicação entre o centro de medição e controle, ou seja, a distribuidora, e os concentradores secundários gerenciados por ele, realizando o

armazenamento de dados coletados dos Concentradores Secundários (CS), que podem ser enviados através de comunicação RF *Mesh* e transferidos para a central de comando por via GPRS/ 3G.

Deve existir um CP para cada rede, onde todos os rádios devem estar configurados com as mesmas informações para que se comuniquem entre si e construam uma configuração de rede. Como o CP é a interface de comunicação, caso haja falha na comunicação do mesmo, por exemplo, problema no rádio ou na CPU do dispositivo, a central de controle perde as informações de todos os concentradores secundário vinculados àquela rede, ou seja, não consegue identificar os estados atuais das caixas, leituras, assim como impossibilita a execução de comandos remotos enquanto a comunicação com o CP permanecer apresentando problemas.

Alguns fabricantes conseguem que seus CPs administrem mais de 500 CSs ao mesmo tempo, porém, na prática, não se utilizam tantas CSs na mesma rede, pois como explicado acima, ao perder-se a comunicação com o CP, o operador perde as informações dos clientes referentes àquela rede, podendo afetar o faturamento desses clientes e conseqüentemente, aumentar as perdas comerciais da distribuidora. Tendo isso em vista, recomenda-se alojar o CP na região central da obra, para que possa oferecer uma comunicação distribuída de forma mais eficaz entre os escravos.

Dessa forma, é feito um projeto em um software de desenhos técnicos para a obra desejada, utilizando-se de convenções da distribuidora, e assim, dependendo do tamanho da obra, haverá mais de um CP para a mesma região. Será mostrado no capítulo 4 um estudo de caso na Obra Guilherme Rocha, realizada pela empresa Enel Distribuição Ceará no centro de Fortaleza, onde serão apresentados os projetos de construção de rede e distribuição de caixas e clientes da rede.

3.3.1.1 Funcionalidades do Concentrador Primário

O CP funciona como um gerenciador de comunicação com os CSs e módulos, construindo uma rede de comunicação, tendo isso em vista, o CP desempenha tarefas para garantir o envio de informações e comandos entre a central de operação e os módulos de medida dos clientes da distribuidora. O mestre e os escravos devem encontrar-se em uma mesma rede de rádio, essa rede será identificada como o NET.

Para que haja uma validação dos escravos que se encontram na mesma rede, periodicamente, o CP executa a função de *polling*, essa função tem como objetivo validar quais concentradores secundários encontram-se com a comunicação funcionando corretamente, fazendo assim a coleta de registros de consumo, status, alarmes e LOGs. Essa função ocorre periodicamente e ininterruptamente, não podendo ser configurada pelo usuário. O tempo de *polling* depende da quantidade de CSs associadas a rede, tal que, ao terminar a leitura do último CS configurado na rede, imediatamente é reiniciada a leitura do primeiro CS configurado, e assim sucessivamente, desta forma, quanto maior a quantidade de escravos na rede, maior será o tempo de *polling*.

Como existe uma comunicação imediata entre os rádios da rede, assim que um CS no mesmo NET é ligado, o CP automaticamente estabelece uma conexão de rádio e começa a realizar o *polling*.

Para que haja uma identificação de cada CS da rede, cada escravo é configurado com um número ID, tal que, não podem existir dois ou mais CSs com o mesmo endereço, pois, o CP não irá conseguir identificar os concentradores secundários, causando um comprometimento da rede de rádios.

Periodicamente, é realizada uma comunicação do CP com todos os CSs da rede onde são atualizados os dados de endereço do CS no NET, a data, hora e status da última comunicação, status e alarmes do CS e informações de LOGs do CS. Já em relação aos módulos de medição localizados nos CSs são coletadas as informações de número de série, ou seja, o módulo de medição do cliente, a posição deste módulo dentro do CS, a energia ativa (Wh) acumulada, os alarmes sinalizados pelos módulos de medição e pelos CSs e os eventos de LOG gerados nos CSs.

Outra funcionalidade do CP são os comandos de repasse, os quais realizam a leituras, escritas ou solicitam ações nos concentradores secundários da rede. Dessa forma, o CP recebe os comandos de software por meio da mídia de comunicação, no caso, o Modem via comunicação GPRS/3G e o encaminha para o escravo devidamente endereçado. Essa função do CP funciona como *gateway* de acesso, permitindo a transmissão de mensagens entre o operador do sistema e o módulo de medição do cliente, sendo somente possível realizar quaisquer intervenções e comandos no CS se o CP estiver comunicando-se corretamente.

3.3.1.2 Estrutura Física e Componentes do CP

O CP é constituído, principalmente, pelos seguintes dispositivos:

- CPU CP
- Fonte da CPU e do Rádio e fonte da Mídia de comunicação
- Mídia de Comunicação (Modem)
- Rádio CP
- Disjuntor do CP

3.3.1.2.1 CPU do CP

A CPU do CP é o dispositivo responsável pelo armazenamento de registros, através de uma memória *Flash*. Além disso, executa a função de *polling* de dados de leituras, alarmes e logs, realizando o repasse de comandos nos CSs com autenticação do usuário. Sendo um computador de alto desempenho, a CPU consegue suportar condições adversas de temperatura e baixa qualidade de energia.

Normalmente, a CPU possui interfaces de comunicação com os demais dispositivos do CP, como o rádio, as fontes e a mídia de comunicação.

Para alimentar a CPU do CP é necessária uma fonte chaveada isolada, essa fonte é responsável pela alimentação da CPU do CP, assim como do Rádio do CP, o que irá permitir a comunicação entre as CSs.

3.3.1.2.2 Mídia de Comunicação

A mídia é responsável pela interface de comunicação entre o CP e a central de operação, utilizando-se de comunicação GPRS/3G, realiza a transferência de dados e informa para o operador o estado de todos os dispositivos do NET daquele CP.

Embarcado no modem existe um software que se comunica com a CPU do CP, respeitando o protocolo do sistema geral de proteção e medição do fabricante. A mídia para se comunicar através de comunicação GPRS/3G necessita de SimCards únicos, os quais não deve ser substituído ou alterado, para que essa comunicação ocorra corretamente, o modem necessita de uma antena de base magnética.

Normalmente, os modems possuem duas bandejas para o *SimCard*, para caso de falha no principal, a comunicação não ser perdida e ser alterada automaticamente para o outro chip.

Além das bandejas para os *SimCards*, o modem possui uma série de Leds que funcionam como alarmes para o operador verificar se o mesmo encontra-se funcionando corretamente e realizando a comunicação com a rede.

3.3.1.2.3 Rádio CP

O rádio do CP é o responsável por realizar a comunicação entre o CP e os dispositivos da rede, como as CSs e os balanços energéticos.

Dependendo do fabricante de rádio, existe uma configuração que é feita par que todos encontrem-se dentro da mesma rede(NET) e comuniquem-se entre si.

Todos os rádios de CSs e Balanços Energéticos devem ser configurados no mesmo NET que o do CP, desta forma, estabelece-se um número para identificar a rede daquele concentrador.

3.3.1.2.4 Fontes do CP

Para o completo funcionamento do CP são necessárias duas fontes, uma para alimentar a CPU e o rádio, e outra, para realizar a alimentação da mídia de comunicação.

A fonte da mídia de comunicação é semelhante a fonte do CP, somente diferenciando na tensão de saída, a qual normalmente é de 12V.

3.3.1.2.5 Disjuntor do CP

O disjuntor do CP tem a função de desconectar a alimentação do CP em caso de manutenções e atuar como proteção contra curtos dentro do equipamento. A entrada de energia trifásica é diretamente ligada no disjuntor.

O CP pode ser alimentado com 120 V ou 240V, dependendo da região em que se encontra, sendo necessária ligação trifásica e um neutro, independente da sequência de fases.

3.3.1.2.6 Caixa do CP

Os dispositivos eletrônicos do CP necessitam ser armazenados e protegidos de ocorrências externas (chuvas, animais etc), dessa forma, existem caixas padronizadas pelos fabricantes para que sejam armazenados e garantam o devido funcionamento de cada um dos equipamentos.

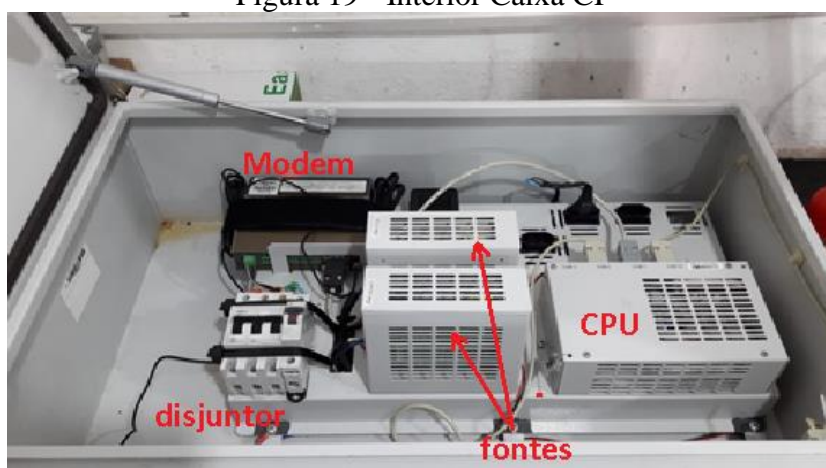
A Figura 18 ilustra uma caixa de CP da fabricante Landis+Gyr. Já a Figura 19 ilustra o interior dessa caixa com os respectivos dispositivos eletrônicos.

Figura 18 – Caixa CP



Fonte: Próprio Autor

Figura 19 – Interior Caixa CP



Fonte: Próprio Autor

3.3.2 Concentrador Secundário

O concentrador secundário é o responsável pela comunicação entre os módulos de medição e o CP, assim como o monitoramento das funções e alarmes do CS, execução de comandos remotos como corte e religamento de módulos, medição de energia ativa, armazenamento de LOGs de eventos e monitoramento da abertura da porta da CS. O CS utiliza o conceito de montagem modular, normalmente consegue agrupar de 9 até 12 módulos de medição monofásicos, uma CPU da CS, um rádio CS e o disjuntor de entrada.

Os CSs podem se comunicar com o CP através da rede RF *Mesh*, através da configuração do rádio do CS, que deve estar configurado com as mesmas informações do CP, ou PLC, ou seja, a rede de distribuição.

O conceito mecânico do CS permite um maior dinamismo na montagem dos módulos de medição no seu interior, em um chassi. O CS possui uma CPU com fonte polifásica, com circuito de monitoramento de fases, permitindo que funcione somente com fase presente.

3.3.2.1 Funcionalidades do Concentrador Secundário (CS)

O concentrador secundário do sistema de gerenciamento de perdas é responsável pelo recebimento e envio de dados e comandos enviados da central de comando, ou seja, a distribuidora, para os módulos de medição. A medição de energia ativa é uma das funções básicas e é executado pelo módulo de medição, apresentado mais detalhado na seção 3.1.3. A CPU do CS consulta os valores de consumo dos módulos e armazena em sua memória interna.

Posteriormente, a CPU faz o envio dos registros de consumo para que sejam apresentados no display do cliente, para que assim, seja cumprida a norma 414/2010 de acordo com o artigo 79.

“Art. 79. A distribuidora que optar por medição externa deve utilizar equipamento de medição que permita ao consumidor verificar a respectiva leitura por meio de mostrador ou Terminal de Consulta do Consumo Individual – TCCI, sendo que, quando se tratar de SMC ou sistema encapsulado de medição, exclusivamente por meio da disponibilização de TCCI.” (Redação dada pela REN ANEEL 479, de 03.04.2012)

O CS possui as funções de interrupção e restauração remota de fornecimento de energia elétrica a um determinado módulo de medição. Sendo essa a única função em que a

CPU executa uma escrita no módulo de medição, sendo todos os outros acessos que a CPU faz no módulo de medição comandos de leitura.

O CS também possui a funcionalidade de detectar quando a porta do CS for aberta sem autorização, correndo o risco de manipulação indevida nos módulos de medida. Dessa forma, é possível configurar o alarme de caixa aberta para realizar uma abertura dos contactores dos módulos de medida, interrompendo o fornecimento de energia elétrica de todos os consumidores ligados a eles.

Dependendo da disposição espacial da instalação do CS, essa funcionalidade não é necessária, tendo em vista que pode ocorrer um problema no sensor da porta e alarmar sem necessariamente apresentar a intervenção na caixa, prejudicando assim, os consumidores e a distribuidora, com a interrupção de fornecimento dos clientes.

3.3.2.2 Estrutura Física e Componentes do CS

O concentrador Secundário é basicamente um quadro de distribuição de energia, sendo conectado diretamente a rede de distribuição e alimentando um barramento interno que fornece energia para até os doze módulos de medição. O CS possui os seguintes principais elementos:

- Disjuntor
- CPU
- Módulos de Medição
- Rádio CS

3.3.2.2.1 CPU CS

A CPU do CS é a responsável pela comunicação com os módulos, realizando os comandos enviados e recebidos nos módulos de medida, pela comunicação com o CP e pelo monitoramento das funções do CS.

Interno a CPU do CS existe um sistema, seja embarcado ou externo, o qual é utilizado para endereçar o CS, esta configuração é chamada de ID do CS, e varia para uma mesma rede o número máximo de CSs por NET.

Deve-se saber que não podem existir dois CS com o mesmo endereço, pois o CP não consegue identificar qual CS está endereçado corretamente e qual está errado, dessa forma,

gera um conflito na comunicação e nenhum dos concentradores irá se comunicar com o CP, será gerado um alarme de duplicidade de CS somente para o primeiro concentrador lido, enquanto o segundo irá apresentar um alarme que informa a falta de comunicação, além disso, esse erro pode comprometer a funcionalidade da rede de rádios.

Na CPU do CS encontra-se um sensor de fim de curso acionado pela porta do CS, possibilitando ao CS detectar se houve abertura da porta de forma inadequada. Este componente possibilita a detecção de abertura do equipamento, mesmo sem energia.

A CPU do CS pode ler os registros de consumo de cada um dos módulos de medição a qualquer momento, caso o CS receba uma requisição de leitura instantânea, enviada pelo operador na central, porém, a CPU do CS executa de forma autônoma uma leitura de consumo de todos os módulos instalados no CS.

Alguns fabricantes trabalham com a execução de congelamento de registros de consumos que consiste em armazenar em uma “memória de massa” de todos os registros vinculados aos medidores instalados no CS naquele momento.

As principais ocorrências são registradas juntamente com a indicação de data e hora, existindo principais tipos de LOGs. Esses LOGs auxiliam o operador a analisar o problema e tomar a decisão correta para que a medição do consumidor seja precisa, além disso, providencia a identificação de possíveis irregularidades na rede de distribuição, como furtos de energia, identificado através do LOG “retorno de potencial”.

Os LOGs registrados são imprescindíveis para a continuidade de um serviço confiável, disponível e seguro.

Tratando-se de status e alarmes do CS, a CPU, além de obter informações sobre o CS como número de série, data e hora do CS, a CPU também é responsável pelos registros de alarmes que podem ocorrer no mesmo.

3.3.2.2.2 Rádio CS

O rádio do CS deve ser configurado no mesmo NET do CP desejado, para que haja uma interface entre as plataformas. Todos os rádios de CSs e Balanços Energéticos, os quais serão conectados ao um determinado CP, devem ser configurados na mesma rede, assim como já foi explicado anteriormente.

3.3.2.3 Módulo de Medição – Medidor E13

O módulo de medição (MM) é o elemento base do SMC. Ele é responsável pela medição de energia elétrica dos consumidores, assim como pelo corte e religamento da unidade consumidora a ele conectado. O módulo de medição é um medidor eletrônico monofásico projetado para facilitar processos de ampliação de circuitos, manutenção e melhor desempenho e conexão dentro do CS. Normalmente, para clientes polifásicos são combinados dois ou três módulos monofásicos.

Cada módulo de medida possui um display, ou terminal de leitura individual (TLI), formando um par, alguns fabricantes permitem que a configuração dos dispositivos seja feita de forma independente, porém sempre deve haver um TLI para uma unidade consumidora, a fim de que o cliente consiga ter acesso aos seus consumos.

De acordo com a portaria Inmetro nº 371:

“O SMC deve ser considerado aprovado se a diferença relativa entre a energia conhecida aplicada ao módulo de medição e a indicação de energia apresentada pelo dispositivo indicador e pelo registrador (calculada em 2.10.1 e) não for superior ao limite máximo indicado abaixo:

Limite máximo = $E \pm 1$ dígito menos significativo

Sendo: E = erro percentual admissível para o módulo de medição na condição de ensaio definido como 0,5 %, 1 % e 2 % para SMCs de índices de classe C, B e A respectivamente.

O SMC deve ser considerado aprovado se durante todo o processo de ensaio houve coerência nos valores de energia apresentados pelo dispositivo indicador de cada Módulo de Medição e seus respectivos registros.” (Inmetro Portaria nº 371, 28 de setembro de 2007)

3.3.2.3.1 Funcionalidades Módulo de Medida

As funcionalidades do MM podem ser resumidas em:

- Medição de energia Ativa e reativa
- Corte/religamento remoto
- Verificação de retorno de potencial

Para a medição de energia ativa, a CPU do CS consulta os valores de consumo dos módulos e armazena em sua memória interna, posteriormente, enviando esses dados para o TLI

para que estejam visíveis para o cliente. Porém, em caso de falha de comunicação no CS, o módulo de medição continuará registrando o consumo do cliente em sua memória interna, por meio de um elemento Shunt.

A medição do módulo funciona através de uma resistência shunt de valor e precisão conhecidos junto ao contactor. Essa resistência apresenta um valor muito baixo para que não haja interferência no fornecimento de energia. Internamente no MM, existe um CI de medição, o qual capta a queda de tensão sobre o Shunt e em conjunto com as informações de tensão fase-neutro calcula a energia fornecida, baseando-se na lei de Ohm. A cada unidade acumulada de energia, o registro interno é incrementado.

Desta forma, caso o concentrador secundário perca comunicação com a rede ou pare de funcionar, os registros de energia dos clientes continuarão a serem incrementados e registrados, dessa forma, quando o problema for corrigido, as informações de leitura serão atualizadas para o valor incrementado no MM.

Internamente ao MM, existe um processador, responsável pelo funcionamento do módulo de medição, recebendo o registro parcial de energia do CI de medição, acumulando-o e armazenando em registradores específicos e inalteráveis para cada tipo de energia: ativa ou reativa indutiva. Além disso, o processador monitora ocorrências no módulo de medição e armazena em áreas de memória específica.

Interno ao processador há uma área de memória não volátil onde são armazenados os registros de energia e status, ou seja, o dispositivo pode ficar desligado por mais de 10 anos sem perder as informações contidas em sua memória.

Além disso, o MM possui um sensor de potencial (SP), o qual indica a existência de potencial no lado da carga, caso este sensor detecte potencial, o módulo de medição não aceitará o comando de religamento do contactor, a fim de evitar a conexão entre fases diferentes.

Para a execução de comandos de corte e religamento, existe um contactor biestável conectada ao módulo de medição.

O módulo de medida mantém registros, através de status e alarmes, que são utilizados para que a CPU possa identificar e realizar a rastreabilidade dos equipamentos.

3.3.2.4 Terminal de Leitura Individual

O Terminal de Leitura Individual (TLI) tem o objetivo de disponibilizar informações ao consumidor de energia através de um mostrador, ou display. O TLI disponibiliza algumas informações principais em sua tela LCD:

- Valor do registro de energia ativa do respectivo MM em kWh em display de LCD a cada 1 minuto;
- Data e Hora do valor de registro de energia Ativa;
- Informações do posicionamento do seu respectivo módulo de medição;
- LED indicador de incremento de consumo de energia;

A Figura 20 ilustra um TLI do fabricante Landis+Gyr.

Figura 20 – TLI



Fonte: Landis+Gyr

Para módulos de medição polifásicos, o consumo mostrado no TLI será a soma dos registros de consumos de energia ativa dos respectivos módulos.

O TLI apresenta as seguintes versões:

- 120V ou 240V
- Cabo de alimentação conforme as exigências da concessionária

3.3.2.5 Balanço Energético, Medidor E650

O Balanço Energético (BE) foi desenvolvido para aplicação em redes de baixa tensão (120 V ou 240V) com a finalidade de realizar comparações entre a energia fornecida por

um determinado transformador e a soma das energias dos clientes da rede do secundário do mesmo transformador, ou seja, o balanço energético.

Para que seja efetuado o balanço energético (BE) é utilizado um medidor eletrônico de energia elétrica específico, de medição direta ou indireta, carregado com firmware específico para a função de BE, além disso, também é utilizado um módulo de comunicação para realizar a interface necessária desenvolvida para esse propósito.

O BE foi desenvolvido com o intuito de complementar o sistema de medição de perdas, facilitando a verificação e o acompanhamento dos consumos de energia registrado pelo sistema, disponibilizando para a concessionária o valor em kWh. Através dessa comparação, a distribuidora pode verificar as perdas de energia em determinada obra e verificar quais atitudes podem ser tomadas a fim de reduzir essas perdas.

A instalação do BE normalmente é efetuada em um ponto onde há transformador para conexão indireta no medidor, tendo como entrada as fases do secundário do transformador, a fim de medir a energia que está sendo fornecida pelo transformador e comparar com a que está sendo medida pelos clientes, tal que possa ser verificado e analisado o nível de perdas não técnicas no circuito delimitado pelo balanço.

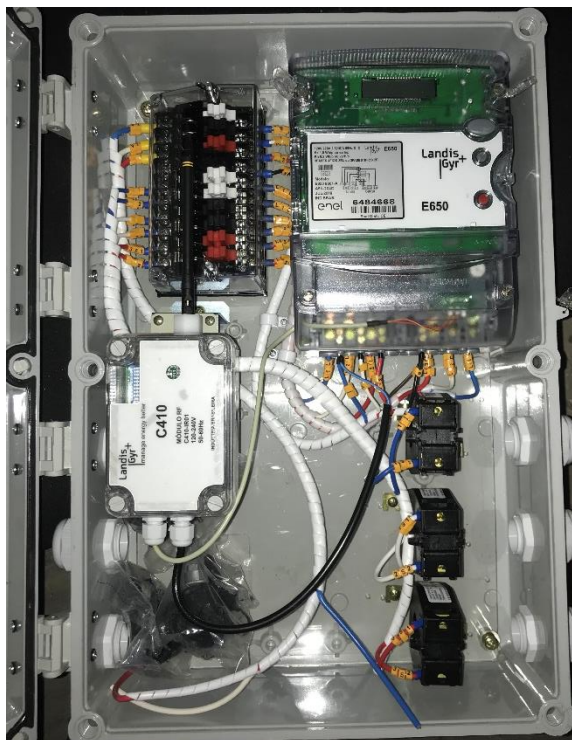
3.3.2.5.1 *Funcionalidades do Balanço Energético*

O medidor eletrônico do balanço de energia coleta os registros de consumo e monitora alguns eventos que são registrados na memória interna do medidor.

Por meio da comunicação estabelecida através do módulo RF de comunicação, o medidor responde aos comandos enviados pelo operador via remoto, a fim de que sejam realizadas suas funções de equipamento de BE.

A Figura 21 ilustra uma caixa com um medidor de BE e demais dispositivos eletrônicos necessários para comunicação remota.

Figura 21 – Balanço Energético



Fonte: Próprio Autor

O medidor executa de forma autônoma a leitura de consumo de todas as fases da rede, podendo ter também a função de congelamento de registros mencionada na seção 3.3.1.1.

Na Figura 22 ilustra o Sistema de Distribuição(SD) com o transformador onde será instalado o balanço para verificar os consumos do circuito instalado.

O balanço energético deve ser instalado no secundário do transformador, os condutores de fase do lado de BT são conectados no medidor do balanço, onde existem transformadores de corrente (TC) de tal forma que toda a energia fornecida por aquele transformador é medida de forma indireta e armazenada, sendo enviada essas informações para o CP e posteriormente, para a central de operação.

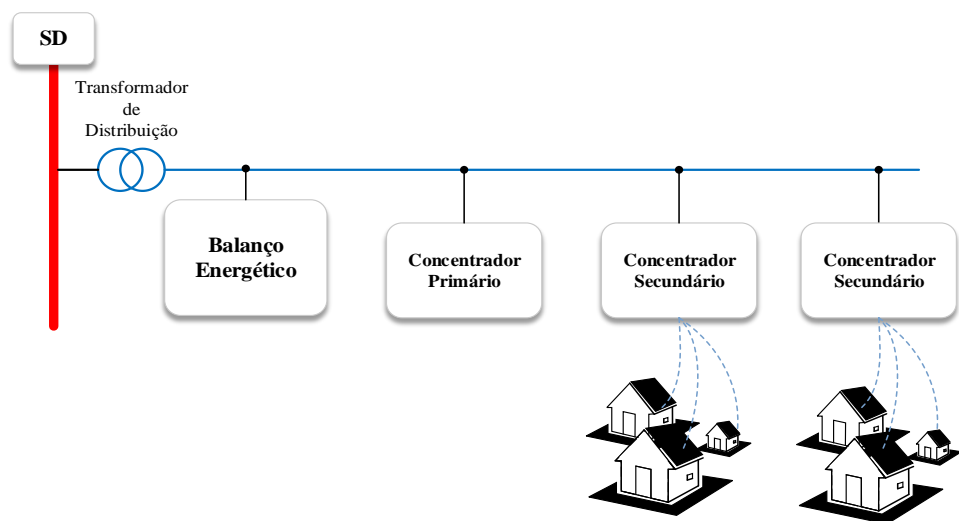
A medição indireta consiste em realizar a medição de uma parcela da energia proporcional a energia real fornecida. Tal medição é realizada pelos TCs, um em cada fase, os quais reproduzem em seus terminais uma corrente proporcional a corrente circulando nos condutores por dentro do TC.

As correntes que passam pelos secundários dos TCs são conectadas no medidor do balanço de energia, através de chaves de aferição, para que sejam realizadas as medições indiretas.

Dessa forma, como os clientes da rede estão sendo medidos pelos seus respectivos concentradores secundários, e o secundário do transformador está sendo medido pelo medidor do balanço, é possível realizar uma comparação entre a energia fornecida da rede e a energia medida dos clientes, e assim, administrar as perdas não técnicas no circuito respectivo do transformador.

A chave de aferição funciona como uma chave de manobras, ou seja, ela realiza o curto circuito nos secundários de cada TC e retira a tensão do BE na necessidade de intervenção para manutenção. Quando é realizada a abertura das chaves de tensão, a alimentação do balanço é suspensa e o mesmo é desligado.

Figura 22 – Sistema de Medição Centralizada



Fonte: Próprio autor

4. ESTUDO DE CASO - OBRA GUILHERME ROCHA

O centro de Fortaleza, Ceará, é uma região da cidade que possui elevada concentração de comércios, desde grandes clientes como lojas varejistas, farmácias e clínicas, até camelôs, dessa forma, a rede de distribuição de energia nessa área possui uma elevada demanda, juntamente a rede de telecomunicações, o que acaba necessitando de muitos condutores e fios.

Como não há uma fiscalização regular da rede de distribuição, muitos vendedores não normalizados se aproveitam dessa ausência de fiscalização para furtarem energia da rede. Além disso, como o centro de Fortaleza é uma área histórica, boa parte dele encontra-se com uma medição antiquada e ultrapassada. Tendo esses problemas em vista, a Prefeitura de Fortaleza em parceria com a empresa Enel Distribuição Ceará investiu na tecnologia de combate a perdas a fim de normalizar o consumo de energia elétrica na rua Guilherme Rocha.

A prefeitura de Fortaleza requalificou o calçadão da Rua Guilherme Rocha realizada por meio das secretarias Regional Centro e de Conservação e Serviços Públicos, essa obra faz parte do Projeto Centro Novo, que busca revitalizar a região central da capital. A reforma foi iniciada em agosto de 2018 e foi entregue em novembro do mesmo ano, compreendida entre as ruas General Sampaio e Major Facundo.

Para a execução da otimização da rede de distribuição foi necessária uma reforma da estrutura da rede, para o deslocamento e instalações dos postes e da rede BT. O setor de Gestão de Obras e Manutenção da Enel foi responsável por elaborar o projeto de redesenho da rede de distribuição de energia e gerar o orçamento para a implantação e construção dessa rede.

O estudo foi realizado em uma amostra de 81 clientes, sendo 38 monofásicos e 43 trifásicos, compreendidos entre os trechos da rua General Sampaio e a rua Major Facundo. Foram divididos em três trechos principais, de acordo com os circuitos dos transformadores já instalados anteriormente na região.

4.1 Estudo de Perdas não técnicas

Para o cálculo das perdas não técnicas na região foram enviadas equipes especializadas para realizar a medição da energia fornecida pelos transformadores e a energia medida dos clientes no mesmo período, foi realizada a medição da energia ativa em duas datas compreendidas entre 30/09/2018 e 05/10/2018, apresentadas no Quadro 1, a qual mostra as perdas por trecho da obra.

Quadro 1 – Perdas Não Técnicas

Trecho	Localização	Total de Clientes	Consumo Trafo 6 dias (kWh)	Consumo trafo projeção 30 dias(kWh)	Consumo Clientes 6 dias (kWh)	Consumo Clientes projetado 30 dias (kWh)	% Perdas
1	Ru. Barão do Rio Branco x Guilherme Rocha 292	81	5858	29290	1455	7275	75%
2	Ru. Senador Pompeu x Guilherme Rocha 301		5971	29855	4667	23335	22%
3	Ru. Senador Pompeu x Ru. General Sampaio		6082	30410	2711	13555	55%
Total			17911	89555	8833	44165	51%

Fonte: Próprio autor

As perdas foram calculadas de acordo com a equação (3).

$$\%Perdas = \frac{(\sum \text{Consumo do Trafo} - \sum \text{Consumo Clientes})}{\sum \text{Consumo do Trafo}} * 100 \quad (3)$$

Como trata-se de uma área comercial, foi levado em consideração de que todos os clientes da amostra se tratam de clientes classe comercial, ou seja, é aquela unidade onde existe atividade comercial, prestação de serviço ou outra atividade não descrita nas demais classes, incluindo o fornecimento às instalações de uso comum de prédios ou conjuntos de edificações com predominância de unidades consumidoras não residenciais.

Considerando-se a tarifação de energia de consumidores classe comercial, de acordo a Figura 23, disponibilizada pela Enel Distribuição Ceará, levando em consideração o

período de novembro de 2019 com bandeira vermelha e o fato de que todos os clientes da amostra possuem consumo mensal superior a 220kWh, tem-se que a tarifa seria de 0,75216 reais por Kwh consumido.

Figura 23 – Tarifação Grupo B

FORNECIMENTO EM BAIXA TENSÃO **VIGENCIA** **nov/19**

	R\$/kWh		
RESIDENCIAL BAIXA RENDA - B:	VERDE	AMARELA	VERMELHA
0 A 30 kWh	0,24317	0,24964	0,26326
31 a 100 kWh	0,41687	0,42796	0,45130
101 a 220 kWh	0,62531	0,64194	0,67694
ACIMA 220 kWh	0,69478	0,71327	0,75216
B1 - RESIDENCIAL NORMAL	0,72872	0,74721	0,78610
SUB-GRUPO - OUTROS	R\$/kWh		
B2 - R U R A L	0,40378	0,41726	0,44562
B2 - RURAL IRRIGANTE 8,5 hora	0,10902	0,11266	0,12032
B2 - SERV PUBLICOS IRRIGACAO	0,36128	0,37475	0,40311
B3 - AGUA, ESG. E SANEAMENT	0,64128	0,65976	0,69865
B3 - DEMAIS CLASSES (Com, Ind)	0,72872	0,74721	0,78610
B4a - ILUMINACAO PUBLICA	0,40080	0,41928	0,45818
B4b - ILUMINACAO PUBLICA	0,43723	0,45571	0,49461

Tarifas fixadas pela resolução ANEEL Nº 2.530, de /2019, com aplicação a partir de 22/04/2019, tarifas constantes na tabela 1 GA e tabela 2 GB

Fonte: Enel CE

Dessa forma, verifica-se através do Quadro 1 que a quantidade de energia perdida no período projetado de um mês foi de 45.390 kWh, dessa forma, realizando a multiplicação deste consumo pela tarifação, a energia perdida mensalmente custaria aproximadamente R\$34.140,54 à distribuidora.

4.2 Orçamentos da Obra

Para a instalação do sistema de medição concentrada, foi estabelecido que a rede deveria ser adaptada para dificultar o acesso à linha de distribuição, dessa forma, foi realizado um orçamento para a construção e adaptação da rede BT, tal que, os postes seriam mais altos e a rede seria entrelaçada a fim de evitar o acesso e a realização de fraudes.

Além disso, houve uma realocação dos postes e da iluminação pública para que facilitasse a instalação dos concentradores do SMC.

Os detalhes dos itens utilizados na obra podem ser verificados nos Anexos A e B. Já os detalhamentos sobre a mão de obra utilizada para execução da construção rede BT pode

ser verificada no Anexo C. Para verificar o detalhamento dos custos adicionais da construção da rede, pode-se verificar o Anexo D.

O Quadro 2 ilustra de forma simplificada do orçamento realizado para a execução da rede BT da obra Guilherme Rocha. Os valores de Mão de Obra encontram-se inclusos em cada uma das respectivas áreas de investimento. Dessa forma, foi orçado para a construção da rede BT um valor total de R\$243.778,94.

Quadro 2 – Orçamento Construção de Rede BT

Área	Valor (R\$)
Material Novo	196.581,61
Material Descartado	7.748,75
Material Descartado	29.476,54
Custos Transporte/Adm	9.972,04
Total	243.778,94

Fonte: Próprio autor

Além da construção de rede, é necessário realizar o orçamento da compra dos materiais do sistema de medição concentrada, ou seja, concentradores, balanços de energia, medidores etc.

Na obra foi utilizado o SGP+M , Sistema de Gerenciamento de Perdas e Medição, do fabricante Landis+Gyr.

A Quadro 3 apresenta o orçamento CAPEX para a compra dos materiais dos concentradores primários, secundários e balanços energéticos.

Quadro 3 – CAPEX materiais Concentradores

DESCRIÇÃO	QUANTIDADE	DEÇO com ICMS (R\$)	VAL com ICMS (R\$)	IPI %	ICMS %	Total com Impostos
CONCENTRADOR, PRIMARIO, COELCECHIP	1	5.581,59	5.581,59	7%	3%	6.139,74
CONCENTRADOR, SECUNDARIO, COELCECHIP	26	2.413,71	62.756,40	0%	7%	67.149,35
KIT, BALANCO, ENERGETICO, S/MED, COELCECHIP	5	1.956,60	9.782,98	0%	7%	10.467,79
MED, ELE, 3F, 45-280V, 2,5-10A, RF, COELCECHIP	5	772,07	3.860,36	0%	7%	4.130,58
MODULO, MED, 1FCORTE/RELIG240VAC15-100A	38	125,51	4.769,26	0%	7%	5.103,10
MODULO, MED, 3FCORTE/RELIG240VAC15-100A	43	376,51	16.189,91	0%	7%	17.323,20
TERMINAL, LEITURA, IND, 240V, LCD, COELCECHIP	81	71,89	5.822,86	0%	7%	6.230,46
TOTAL						116.544,24
R\$/UC						1.438,82

Fonte: Próprio autor

O Anexo E apresenta o orçamento CAPEX para compra de materiais auxiliares, tais como suportes para a instalação das caixas nos postes, bornes para os TLI's, cabos concêntricos de ligação, conectores, Mídia de comunicação etc. O Anexo F apresenta o orçamento realizado para instalação dos TLI's dos 81 clientes.

Os Quadro 4, Quadro 5 e Quadro 6 apresentam um resumo da capitalização CAPEX, ODD e CAPEX para material adicional, respectivamente. O Quadro 7 apresenta um resumo do orçamento da Obra.

Quadro 4 – Resumo CAPEX

CAPEX (R\$)	
Projeto Enel Chip	2019
Material	124.980,0
Serviço	137.289,0
Pessoal Próprio (10% serviço ODI)	13.728,9
Transporte (1% serviço ODI)	1.372,9
Infraestrutura (1,5% serviço)	2.059,3
Rateio Logístico (14% material)	17.497,2
Total (R\$)	296.927,38
R\$/UC	3.665,77

Fonte: Próprio autor

Quadro 5 – Resumo ODD

ODD (R\$)	
Projeto Enel Chip	2019
Material	0
Serviço	296632,104
Pessoal Próprio	29663,2104
Transporte	2966,32104
Infraestrutura	0
Rateio Logístico	0
Total (R\$)	329.261,64
R\$/UC	4.064,96

Fonte: Próprio autor

Quadro 6 – Resumo CAPEX Material Adicional

Orçamento (exceto concentradores)	
ITEM	R\$
Material outros Capex	8.435,8
Serviço Capex	137.289,0
Outras Rúbricas Capex	34.658,3
ODD Total	329.261,64
Total	509.644,78

Fonte: Próprio autor

Quadro 7 – Resumo Obra

Capitalização	Total	R\$/uc
CAPEX Serviço	R\$ 137.289,03	1694,93
CAPEX Material adicional	R\$ 8.435,78	104,15
ODD Serviço	R\$ 1.195,02	14,75
Geral	146.919,83	1.813,83

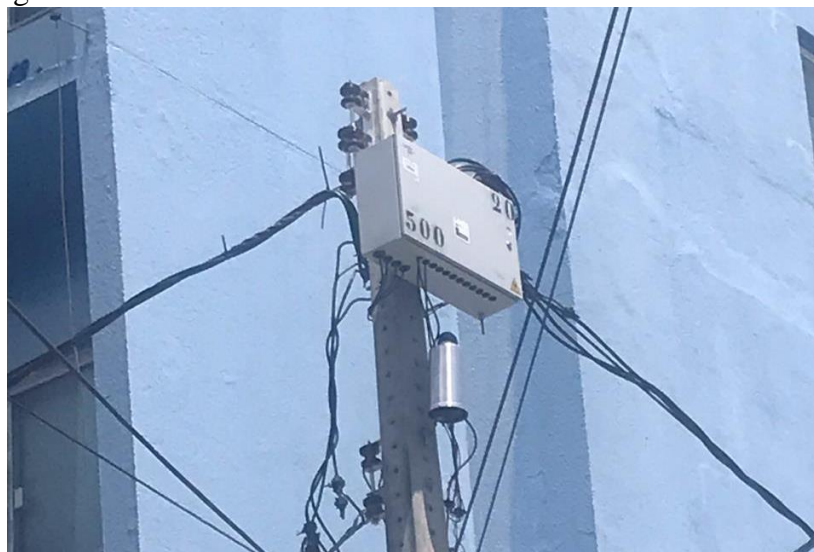
Fonte: Próprio autor

Dessa forma, observando a Quadro 2 e a Quadro 7, o orçamento total foi no valor de R\$390.698,77.

4.3 Resultados de medição posterior a implantação SMC

Após a implantação em campo dos concentradores primário e secundários e balanços de energia, foi possível realizar uma análise de consumos dos clientes e das perdas não técnicas. A Figura 24 mostra um concentrador secundário do SMC implantado na obra Guilherme Rocha.

Figura 24 – Concentrador Secundário Instalado na Obra Guilherme Rocha



Fonte: Próprio autor

O Quadro 8 – Perdas Posteriores Instalação SMC mostra os dados de medição dos clientes referente ao mês de junho/19, dessa forma, percebe-se que as perdas na obra reduziram-se de 51% para 6%. Realizando a subtração entre a energia perdida mensal obtida na Quadro 1 e a energia perdida mensal no Quadro 8, verifica-se que houve uma recuperação de energia no valor de 39500 kWh/mês.

Anualmente, a energia recuperada será de aproximadamente 474.960 kWh, utilizando-se a mesma tarifa da Figura 23 no valor de R\$0,75216 por kWh, anualmente a concessionária obterá o valor aproximado de R\$ 357.245,00.

Para uma melhor análise do investimento e da viabilidade do projeto, foi necessário realizar uma projeção de fluxos de caixa, utilizando dois métodos principais: Método do Valor Presente Líquido (VPL) e o Método da Taxa Interna de Retorno (TIR). Nessa análise será verificado se o valor recuperado em energia compensa o investimento inicial realizado.

Quadro 8 – Perdas Posteriores Instalação SMC

Trecho	Localização	Total de Clientes	Consumo trafo projeção 30 dias (kWh)	Consumo Clientes 30 dias (kWh)	% Perdas
1	Ru. Barão do Rio Branco x Guilherme Rocha 292	81	29290	28077	4%
2	Ru. Senador Pompeu x Guilherme Rocha 301		29855	26558	11%
3	Ru. Senador Pompeu x Ru. General Sampaio		30410	29110	4%
Total			89555	83745	6%

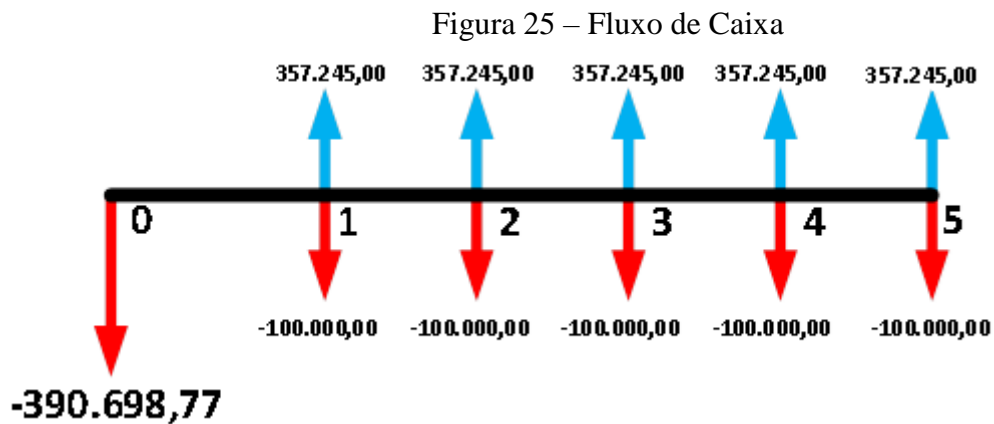
Fonte: Próprio autor

O VPL tem como finalidade medir o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil. Se o VPL for maior que zero, o projeto é economicamente viável. Dessa forma, utilizando a equação (4), calculou-se o valor do VPL.

Tendo isso em vista, de acordo com a Consulta Pública ANEEL 015/2009 para implantação de medição eletrônica em baixa tensão, a vida útil é de 5 anos.

Para os cálculos do VPL foi considerado um custo de manutenção e serviços na obra no valor de R\$100.000,00 anuais.

Considerando-se que a energia recuperada anualmente será no valor de aproximadamente R\$357.245,00, constroeu-se o fluxo de caixa ilustrado na Figura 25.



Fonte: Próprio autor

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(K+1)^t} \quad (4)$$

Onde: FC_t = fluxo de caixa no t-ésimo período

I = Investimento Inicial

K = custo do capital ou taxa mínima de atratividade

Dessa forma, considerando os seguintes dados:

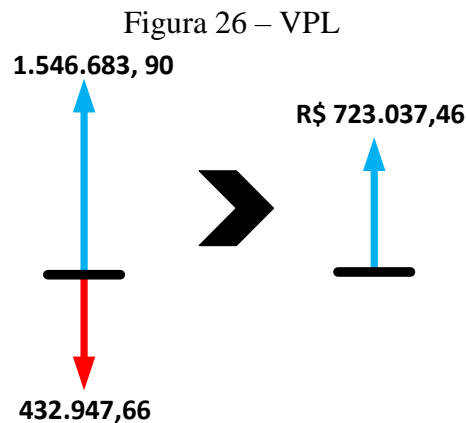
t = 5

K = 0,05

I = 390.698,77

$FC_t = 257.245,00$

Temos que o VPL é de R\$723.037,46, o que comprova a viabilidade econômica do projeto. A Figura 26 ilustra o VPL.



Fonte: Próprio autor

O método da Taxa Interna de Retorno (TIR) é a taxa de retorno do investimento. Matematicamente, a TIR é a taxa hipotética que anula o VPL, ou seja, o valor que satisfaz a equação (5), se a TIR for maior que K , o projeto é economicamente viável. De acordo com a equação (5).

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(i^*+1)^t} = 0 \quad (5)$$

Onde: FC_t = fluxo de caixa no t -ésimo período

I = Investimento Inicial

i^* ou TIR = taxa interna de retorno

Dessa forma, considerando os seguintes dados:

$t = 5$

$K = 0,05$

$I = 390.698,77$

$FC_t = 257.245,00$

Realizando o cálculo da TIR para os dados informados acima, obtém-se que a TIR será de 52%. Como é maior que K , comprova-se a viabilidade econômica do investimento na implantação do Sistema de Medição Concentrada.

Deve-se manter em mente que, para a implantação desse sistema de medição devem ser analisados diversos aspectos, tais como a quantidade de perdas, o tamanho da obra, a região de implantação.

Normalmente, este sistema é implantado em regiões de elevado risco para colaboradores e de grande frequência de recorrência de fraudes, tendo em vista essas questões, opta-se pela implantação do SMC, pois traz maior segurança aos colaboradores, já que não há a necessidade de envio destes a campo para execução de serviços mais frequentes, como leitura, corte e religamento.

5. CONCLUSÃO

As perdas não técnicas de energia é uma problemática recorrente e presente em todas as distribuidoras de energia do mundo, dessa forma, as concessionárias buscam tomar diversas alternativas para realizar a intervenção e a redução dessas perdas. Com esse problema em vista, foi explorado neste trabalho o uso de um sistema de medição inteligente que busca otimizar a execução e a confiabilidade de serviços de campo, como leitura de consumos, suspensão e religação de energia.

Definidos os conceitos, os equipamentos utilizados para a implantação do sistema e suas respectivas funcionalidades, pode-se introduzir as diversas funcionalidades e benefícios que o sistema de medição concentrada pode trazer para as concessionárias que optam por implantá-lo.

A análise realizada nesse trabalho confirma a efetividade da implantação do sistema de medição concentrada no combate às perdas não técnicas de energia elétrica, evidenciado na recuperação de energia obtida posterior a implantação desse sistema na obra Guilherme Rocha no centro de Fortaleza. Foi verificado no estudo realizado a redução de perdas, tal que, anterior a implantação do sistema as perdas encontravam-se em torno de 51%, posteriormente foi verificado que as perdas comerciais reduziram para 6%, gerando uma recuperação financeira anual de aproximadamente R\$357.245,00, e uma recuperação em energia elétrica no valor aproximado de 474,9 MWh.

Com o intuito de dar continuidade ao estudo realizado neste trabalho, sugere-se realizar uma análise financeira na economia que a distribuidora terá ao implantar o sistema de medição centralizada devido a execução de comandos de forma remota, como corte e religação, onde não haverá necessidade de equipes em campo para realizar tais serviços.

6. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Resolução nº 456**. Brasília: ANEEL, 2000. 53 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **CONSULTA PÚBLICA ANEEL 015/2009**: Implantação de Medição Eletrônica em Baixa Tensão. Rio de Janeiro, 2009. 21 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414**: Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 660/2015**: Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição. Rio de Janeiro, 2015. 20 p.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 771/2017**: Módulo 7– Cálculo de Perdas na Distribuição. Rio de Janeiro, 2018.

ALBERTO, B. L. A.; ALMEIDA, P. E. M.; DURÃES, R. L. Inteligência computacional nas distribuidoras de energia elétrica: evolução tecnológica, aplicações e impactos na redução das perdas não-técnicas. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 6 p.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ. **PADRÃO DE ESTRUTURA PE-C 036/2012 R-00: REDE DE DISTRIBUIÇÃO AÉREA TRANSVERSAL - DAT**. Fortaleza, 2012. Disponível em: <http://www.eneldistribuiçao.com.br/ce/documentos/PE-036_R00.pdf>. Acesso em: 13 ago.2019

HACKERNOON: **9 Things You Need to Know About Mesh Networks**. 2018. Disponível em: <<https://medium.com/hackernoon/9-things-you-need-to-know-about-mesh-networks-f61a77e5751a>>. Acesso em: 20 set.2019

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **PORTARIA INMETRO Nº 371**: Portaria Inmetro nº 371. Rio de Janeiro, 2007. 15 p.

INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, NORMALIZAÇÃO E QUALIDADE INDUSTRIAL. **PORTARIA INMETRO Nº 587**: Portaria Inmetro nº 587. Rio de Janeiro, 2012. 69 p.

LANDIS GYR. **SGP+M III: Sistema de medição centralizada – Manual do Usuário**. Curitiba, 2014.

SILVA, C. C.; NUNES, T. C. A. Dispositivo antifurto para equipamentos da rede de distribuição aérea. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2008, Olinda. **Anais...** Olinda: SENDI, 2008. 9 p.

ANEXO A – DETALHES MATERIAIS ORÇAMENTO

Materiais			
Descrição	Qtde.	Preço	Total
POSTE,FIB VD, 600/10.5M,ET301	16,00	1.813,50	29.016,00
FITA,INOX,19X0.8MMX25M,D65501	22,00	7,86	172,92
FECHO,FITA INOX,19X0.8,D65505	22,00	2,40	52,8
PARAF,CB QUAD,AL,16X250,D90410	16,00	17,37	277,92
CINTA,POSTE DT,AL,MOD.2,D90420	6,00	203,98	1.223,88
POSTE,CONC,DT,1000/12M,GSS002	0,00	2.051,99	0
PARAF,CB QUAD,AL,16X300,D90410	8,00	18,47	147,76
CABO,P-REU,BT,CU,3X95-50,EBT2	544,00	145,27	79.026,88
FITA,ISOL;PRET;19MMX20M;D22001	1,00	16,97	16,97
FITA,ISOL;A-FUSAO;19X10;D22002	1,00	17,06	17,06
CONEC,PERF,A1,25-120T/D,D71053	64,00	7,00	448
CABO,P-REU,BT,CU,1X16-16,ET209	0,00	15,84	0
PARAF,CB ABAU;AL;16X 45;D90415	14,00	8,58	120,12
POSTE,FIB VD, 600/10.5M,ET301	5,00	1.813,50	9.067,50
POSTE,CONC,DT,1000/12M,GSS002	1,00	2.051,99	2.051,99
CABO,P-REU,BT,CU,3X95-50,EBT2	149,00	145,27	21.645,23
FITA,ISOL;PRET;19MMX20M;D22001	1,00	16,97	16,97
FITA,ISOL;A-FUSAO;19X10;D22002	1,00	17,06	17,06
CONEC,PERF,A1,25-120T/D,D71053	16,00	7,00	112
CABO,P-REU,BT,CU,1X16-16,ET209	7,00	15,84	110,88
POSTE,SUCATA,CONC, 300/11B	1,00	0,00	0
CABO,SUCATA,CU NU, 95MM2,MD	48,00	0,00	0
POSTE,CONC,DT,1000/12M,GSS002	1,00	2.051,99	2.051,99
TRAFO,ORLA,3F,300KVA,GST001	1,00	21.294,12	21.294,12
POSTE,SUCATA,CONC, 300/ 9B	8,00	0,00	0
POSTE,SUCATA,CONC, 150/ 9D	3,00	0,00	0
POSTE,SUCATA,CONC, 300/11B	2,00	0,00	0
CABO,SUCATA,CU NU, 50MM2,MD	219,00	0,00	0
CABO,SUCATA,CU NU, 25MM2,MD	10,00	0,00	0
CABO,SUCATA,CU NU, 95MM2,MD	275,00	0,00	0
CABO,SUCATA,CU NU, 25MM2,MD	12,00	0,00	0
POSTE,CONC,DT,1000/12M,GSS002	0,00	2.051,99	0
TRAFO,ORLA,3F,300KVA,GST001	0,00	21.294,12	0
		Total	166888,05

Fonte: Próprio autor

ANEXO B – ORÇAMENTO UNIDADES

Unidade			
Descrição	Qtde.	Preço	Total
PEC31;TANG 3F;M-BECO;M1;CCN95;AMB C;CZ FIB/PT CONC;FERR AL;PILAR HIB	0	713,37	0
PE-38;TR MT;300KVA;CCN95;CORROSÃO TIPO B2;FERR AZ	0	2.225,04	0
PE-38;SECUND PRE-REUN;PROT TR 300KVA;REDE ALUM;FUSIVEL NH;FERR AZ	0	3.192,02	0
ESTRUTURA SECUND.S2 AMB.AGRES.C/2 ISOL E PARAF DE 250MM	18	87,34	1.572,12
ESTRUTURA SECUND.S2 AMB.AGRES.S/2 ISOL S/PARAF - COMPL.	19	49,78	945,82
ATERRAMENTO ESTRUTURAS PADRÃO DAT - COBRE - 1 HASTE	6	96,58	579,48
ESTRUTURA SECUND.S2 AMB.AGRES.C/2 ISOL E PARAF DE 300MM	0	89,54	0
PE-38;ESTRUTURA P/ ALÇA PREF CABO PRÉ-REUN DE 50MM2 COBRE	30	10,44	313,2
PE-38;ESTRUTURA P/ ALÇA PREF C/CABO PRÉ-REUNIDO DE 50MM2 ALUM	2	2,98	5,96
ESTRUTURA P/ LAÇO PREF CABO PRÉ-REUN 50MM2 COBRE	10	17,44	174,4
PEC31;TANG 3F;M-BECO;M1;CCN95;AMB C;CZ FIB/PT CONC;FERR AL;PILAR HIB	1	713,37	713,37
PE-38;TR MT;300KVA;CCN95;CORROSÃO TIPO B2;FERR AZ	1	2.225,04	2.225,04
PE-38;SECUND PRE-REUN;PROT TR 300KVA;REDE ALUM;FUSIVEL NH;FERR AZ	1	3.192,02	3.192,02
ESTRUTURA SECUND.S2 AMB.AGRES.C/2 ISOL E PARAF DE 250MM	7	87,34	611,38
ESTRUTURA SECUND.S2 AMB.AGRES.S/2 ISOL S/PARAF - COMPL.	7	49,78	348,46
ATERRAMENTO ESTRUTURAS PADRÃO DAT - COBRE - 1 HASTE	2	96,58	193,16
ESTRUTURA SECUND.S2 AMB.AGRES.C/2 ISOL E PARAF DE 300MM	2	89,54	179,08
PE-38;ESTRUTURA P/ ALÇA PREF CABO PRÉ-REUN DE 50MM2 COBRE	12	10,44	125,28
ESTRUTURA P/ LAÇO PREF CABO PRÉ-REUN 50MM2 COBRE	1	17,44	17,44
TANGENTE MT EM CRUZETA DE FERRO TIPO T	1	0	0
ESTRUTURA SECUND.S4 C/4 ISOL E PARAF DE 300MM	1	0	0
PEC31;TANG 3F;M-BECO;M1;CCN95;AMB C;CZ FIB/PT CONC;FERR AL;PILAR HIB	1	713,37	713,37
PE-38;TR MT;300KVA;CCN95;CORROSÃO TIPO B2;FERR AZ	1	2.225,04	2.225,04
PE-38;SECUND PRE-REUN;PROT TR 300KVA;REDE ALUM;FUSIVEL NH;FERR AZ	1	3.192,02	3.192,02
TANGENTE MT EM CRUZETA DE FERRO TIPO T	1	0	0
ANCORAGEM MT EM CRUZETA DE FERRO	1	0	0
PE-38;TR MT;300KVA;CCN25;CORROSÃO TIPO B2;FERR AZ	1	0	0
ANCORAGEM BT EM HASTE DE RDS	20	0	0
TANGENTE BT EM HASTE DE RDS	16	0	0
ANCORAGEM BT COM 1 DERIVACAO EM HASTE DE RDS	8	0	0
TANGENTE BT COM 1 DERIVAÇÃO EM HASTE DE RDS	4	0	0
PE-38;SECUND PRE-REUN;AL;CAIXA DERIV 3F;POLIC 12S;U/POSTE;FERR AZ;TIPO N	2	0	0
PE-02;ESTRUTURA SECUNDARIA C/AFASTADOR E PARAFUSO DE 200MM	2	0	0
ESTRUTURA SECUND.S4 C/4 ISOL E PARAF DE 300MM	0	0	0
PEC31;ESTAIAMENTO CRUZETA-POSTE;CORDOALHA AÇO 6,4MM;FERR AZ	1	0	0
PEC31;TANG 3F;M-BECO;M1;CCN95;AMB C;CZ FIB/PT CONC;FERR AL;PILAR HIB	0	713,37	0
PE-38;TR MT;300KVA;CCN95;CORROSÃO TIPO B2;FERR AZ	0	2.225,04	0
PE-38;SECUND PRE-REUN;PROT TR 300KVA;REDE ALUM;FUSIVEL NH;FERR AZ	0	3.192,02	0
		Total	17326,64

Fonte: Próprio autor

ANEXO C – ORÇAMENTO MÃO DE OBRA

Mão de Obra			
Descrição	Qtde.	Preço	Total
MT/BT;TRABALHOS MENORES	8,00	22,66	181,28
MT/BT;INST COND NU/MULT AÉREO	495,00	6,81	3.370,95
MT/BT;RET/INST/SUB RAMAL LIG CC/CONV	31,00	31,72	983,32
MT/BT;DESLOC TRAF0/CONJ MED 1 POSTE	1,00	1.631,55	1.631,55
MT/BT;ADIC ESCAV PIÇARRA	16,00	135,96	2.175,36
MT/BT;RET COND 16-50mm² CU/EQ AL	57,00	0,59	33,63
MT/BT;SERV MAN POSTE S/ ACESSO VEIC	900,00	0,68	612,00
MT/BT;DESLOCAMENTO POR km	24,00	4,36	104,64
MT/BT;INST POSTE MT	16,00	611,84	9.789,44
MT/BT;INST TRAF0/CONJ MED 1 POSTE	0,00	951,74	0,00
MT/BT;TRABALHOS MENORES	2,00	22,66	45,32
MT/BT;DESLOCAMENTO POR km	24,00	4,36	104,64
MT/BT;INST COND NU/MULT AÉREO	135,00	6,81	919,35
MT/BT;RET/INST/SUB RAMAL LIG CC/CONV	20,00	31,72	634,40
MT/BT;INST POSTE MT	7,00	611,84	4.282,88
MT/BT;DESLOC TRAF0/CONJ MED 1 POSTE	1,00	1.631,55	1.631,55
MT/BT;ADIC ESCAV PIÇARRA	7,00	135,96	951,72
MT/BT;SERV MAN POSTE S/ ACESSO VEIC	400,00	0,68	272,00
MT/BT;INST TRAF0/CONJ MED 1 POSTE	1,00	951,74	951,74
MT/BT;RET COND NU/MULT AÉREO	4,00	1,50	6,00
MT/BT;RET POSTE MT/BT	1,00	453,20	453,20
LV;FINCAMENTO DE POSTE MT COM GUINDAUTO	0,00	674,98	0,00
MT/BT;RET COND NU/MULT AÉREO	257,00	1,50	385,50
MT/BT;RET POSTE MT/BT	13,00	453,20	5.891,60
PROJETO;RELOCAÇÃO DE POSTE - REDE CONVENCIONAL/REDE COELCE	1,00	613,91	613,91
PROJETO;EXTENSÃO REDE URBANA ACIMA DE 450 M	1,00	2.090,32	2.090,32
FISCALIZAÇÃO DE OBRA P/POSTE ACIMA DE 03 POSTES (FORT/METROP)	22,00	287,95	6.334,90
LV;IÇAR POSTE MT;GUINDAUTO FORNECIDO POR OUTRA EMPRESA	2,00	281,23	562,46
LV;APARELHAR ESTRUTURA MT (12-15KV)	4,00	225,00	900,00
LV;INSTALAR CHAVES UNIPOLARES (SECCIONADORAS/FUSIVEIS) E PARA-RAIO DE MT	12,00	179,99	2.159,88
LV;ATRELAR CONDUTOR MT NU;COBRE/ALUMINIO CA E CAA)	3,00	168,74	506,22
LV;DESCER POSTE MT;GUINDAUTO FORNECIDO POR OUTRA EMPRESA	1,00	281,23	281,23
LV;DESAPARELHAR ESTRUTURA MT (12-15KV)	1,00	225,00	225,00
LV;DESATRELAR CONDUTOR MT NU;COBRE/ALUMINIO CA E CAA)	3,00	168,74	506,22
		Total	49.592,21

Fonte: Próprio autor

ANEXO D- CUSTOS ADICIONAIS COSNTRUÇÃO DE REDE

Custos Adicionais	Valor
ADMINISTRAÇÃO	0,00
ADMINISTRAÇÃO	0,00
ADMINISTRAÇÃO	0,00
ADMINISTRAÇÃO	0,00
ADMINISTRAÇÃO	0,00
ADMINISTRAÇÃO	0,00
ENG/SUP	202,49
ENG/SUP	91,84
ENG/SUP	3.937,54
ENG/SUP	1.797,62
ENG/SUP	1.255,42
ENG/SUP	540,85
ENG/SUP	1.266,98
ENG/SUP	825,71
TRANSPORTE	1,09
TRANSPORTE	4,46
TRANSPORTE	6,85
TRANSPORTE	2,92
TRANSPORTE	6,78
TRANSPORTE	9,71
TRANSPORTE	21,28
TRANSPORTE	0,50
Total	9.972,04

Fonte: Próprio autor

ANEXO E- CAPEX OUTROS MATERIAIS

DESCRIÇÃO	QTDE	PREÇO	TOTAL
BORNE SINDAL 25 MM ²	7	31	217
SUPORTE,AFASTADOR,FIX CONCENT DAT,D42504	19	58,12	1104,28
SUPORTE L,FIX CONCENT DAT,D42503	27	49,82	1345,14
REMOTA,100-240V,3G,GRUPO A	1	970,42	970,42
CABO,PRE-REUN,BT,CU,3X35-1X35,FP	68	51,97	3533,96
CABO,CONCENT,AL,0,6/1KV,2X 6MM2,EBT003.3	275,4	1,78	490,212
CABO,CONCENT,AL,0,6/1KV,2X10MM2,EBT003.3	121,5	2,35	285,525
CONEC,PERF,AL-CU,16-95TR,4-35DR,D71053	108	4,53	489,24
		TOTAL	8.435,78

Fonte: Próprio autor

ANEXO F- ORÇAMENTO INSTALAÇÃO TLIS

Nome da Ordem	Descrição Retorno de Cam	Atividade	Valor	Total	Quantidade	Valor Total	Capitalização		
DAT NEO INSTALAÇÃO DE DISPLAY	INSTALADO MED INT CLI MONO	INSTALAÇÃO DE DISPLAY PARA MEDIDORES	R\$ 39,31	R\$ 294,30	81	R\$23.838,21	capex		
		INSTALAÇÃO DE CAIXA DE MEDIDOR MONOFÁSICA	R\$110,07				capex		
		SUPLEMENTO DE RAMAL OU CONEXÃO EM ALTURA (RED DAT/DAM)	R\$ 34,85				capex		
		INSTALAÇÃO DE RAMAL AÉREO BT MONOFÁSICO OU BIFÁSICO DE SEÇÃO MENOR OU IGUAL A 36 MM2.	R\$110,07				capex		
DAT NEO INSTALAÇÃO DE DISPLAY	INSTALADO MED INT CLI TRI	INSTALAÇÃO DE DISPLAY PARA MEDIDORES	R\$ 39,31	R\$ 369,00	81	29889,23606	capex		
		SUPLEMENTO DE RAMAL OU CONEXÃO EM ALTURA (RED DAT/DAM)	R\$ 34,85				81	29889,23606	capex
		INSTALAÇÃO DE CAIXA DE MEDIDOR TRIFÁSICA	R\$137,59				43	15867,12531	capex
		INSTALAÇÃO DE RAMAL AÉREO BT TRIFÁSICO OU BIFÁSICO DE SEÇÃO MENOR OU IGUAL A 36 MM2.	R\$157,25				43	15867,12531	capex
DAT NEO INSTALAÇÃO DE DISPLAY	SUBSTITUIDO	INSTALAÇÃO DE DISPLAY PARA MEDIDORES	R\$ 39,31	R\$ 39,31	81	R\$ 3.184,11	capex		
DAT NEO INSTALAÇÃO DE DISPLAY	INSTALADO COM TROCA DE MEDIDOR	INSTALAÇÃO DE DISPLAY PARA MEDIDORES	R\$ 39,31	R\$ 70,76	81	R\$ 5.731,40	capex		
		RETIRADA DE MEDIDOR BT	R\$ 31,45				capex		
						124.266,44			

Fonte: Próprio autor