



**Universidade Federal de Campina Grande**

**Centro de Engenharia Elétrica e Informática**

Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

BEETHOVEN NÓBREGA DE ASSIS

**ESTÁGIO INTEGRADO – ENERGISA PB**

Campina Grande, Paraíba  
Agosto de 2015

BEETHOVEN NÓBREGA DE ASSIS

## ESTÁGIO INTEGRADO – ENERGISA PB

*Relatório de Estágio Integrado submetido à  
Coordenação do curso de graduação em  
Engenharia Elétrica da Universidade Federal  
de Campina Grande como parte dos requisitos  
necessários para a obtenção do grau de  
Bacharel em Ciências no Domínio da  
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Distribuição de Energia Elétrica

Orientador:

Professora Núbia Silva Dantas Brito, D. Sc.

Campina Grande, Paraíba  
Agosto de 2015

BEETHOVEN NÓBREGA DE ASSIS

## ESTÁGIO INTEGRADO – ENERGISA PB

*Relatório de Estágio Integrado submetido à Coordenação do curso de graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Campina Grande como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Distribuição de Energia Elétrica

Aprovado em        /        /

**Professor Avaliador**

Universidade Federal de Campina Grande  
Avaliador

**Professor (a) Núbia Silvia Dantas Brito, D. Sc.**

Universidade Federal de Campina Grande  
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho aos meus pais, que nunca mediram esforços para me proporcionar uma boa educação e sempre me apoiaram nesta longa caminhada.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a Energisa, em particular a todos os colaboradores do Departamento de Proteção. Às equipes responsáveis pelos Grupos A e B, em particular a: Plínio, Bybyanna, Odeilton e Glauco. A equipe responsável pela perda técnica, em particular a: Rafael, Lucas e Juliano. Ao coordenador e gerente, Luciano e Manoel, respectivamente. Agradeço também aos meus pais, pelo apoio e incentivo em nunca desistir. À minha família e aos amigos. Por fim, agradeço à professora Núbia, que se disponibilizou em me orientar de forma eficiente e prestativa.

*“A persistência é o caminho do êxito”*

Charles Chaplin.

## RESUMO

Neste relatório são descritas as atividades realizadas no Estágio Integrado desenvolvido na empresa distribuidora de energia elétrica Energisa/Paraíba, sede João Pessoa, sob a orientação da professora Núbia Silva Dantas Brito e supervisão do engenheiro Luciano Dantas Pereira Junior. O foco do estágio foi acompanhar as atividades do Centro de Inteligência no Combate às Perdas (CICOP).

**Palavras-chave:** Estágio, Distribuidora de energia, CICOP.

# SUMÁRIO

Agradecimentos .....	v
Resumo .....	vii
Sumário .....	viii
Lista de Ilustrações .....	9
Lista de Tabelas .....	10
1 Apresentação .....	11
2 Local do Estágio .....	12
3 O Estágio .....	14
3.1 Fundamentos Teóricos .....	14
3.1.1 Sistema de Medição .....	14
• Alarmes .....	14
• Diagramas fasoriais de tensões e correntes .....	15
• Perfil de curvas de tensões e correntes .....	17
• Perfil de curva de carga .....	17
3.1.2 Transformador de Corrente .....	17
3.1.3 Cálculo de Perda Técnica .....	20
3.1.3.1 Cálculo de perdas em alta tensão .....	20
3.1.3.2 Cálculo de perdas em média e baixa tensão .....	21
3.2 Atividades Realizadas .....	23
3.2.1 Análise de Alarmes de Telemetria .....	23
3.2.2 Análise do Dimensionamento dos TC .....	27
3.2.3 Curso de nr-10 .....	29
3.2.4 Acompanhamento das atividades relacionadas com perdas técnicas .....	33
4 Conclusão .....	35
Bibliografia .....	36

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Mapa de abrangência Grupo Energisa. ....	12
Figura 2 - Diagrama fasorial a três elementos. ....	16
Figura 3 - Diagrama fasorial a dois elementos. ....	16
Figura 4 - Limites da classe de exatidão 0,3.....	19
Figura 5 - Limites da classe de exatidão 0,6.....	19
Figura 6 - Limites da classe de exatidão 1,2.....	20
Figura 7 - Gráfico de correntes.....	24
Figura 8 - Gráfico de consumo.....	24
Figura 9 - Cubículo de medição do cliente com TC defeituoso.....	25
Figura 10 – TC defeituoso: folga no borne do secundário.....	25
Figura 11 - Placa do TC novo.....	26
Figura 12 - Fluxograma análise de alarmes.....	27
Figura 13 - Gráfico das correntes secundárias: TC sobredimensionado.....	28
Figura 14- Cubículo de medição.....	31
Figura 15 - Caixa de medição.....	32
Figura 16 - Detector de Tensão.....	33

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Classe de exatidão de TC. ....	18
Tabela 2 - Quantidade de alarmes analisados mensalmente. ....	29
Tabela 3 - Quantidade de TC mal dimensionados por empresa. ....	29

# 1 APRESENTAÇÃO

O Estágio Integrado foi realizado na empresa distribuidora de energia elétrica Energisa/Paraíba, sede João, Pessoa, durante o período de 15/12/2014 a 24/08/2014, sob orientação da professora Núbia Silva Dantas Brito e supervisão do engenheiro Luciano Dantas Pereira Junior.

Este relatório descreve as atividades desenvolvidas durante o Estágio, em particular, as atividades executadas no Centro de Inteligência no Combate às Perdas (CICOP), dentre as quais destacam-se aqui:

- Análises mensais dos alarmes via telemetria utilizando supervisor SCADA.
- Redimensionamento dos equipamentos de medição.

## 2 LOCAL DO ESTÁGIO

O Estágio foi realizado na Distribuidora Energisa/Paraíba, que integra o Grupo Energisa, o qual é um dos principais conglomerados privados do setor elétrico do país. Atualmente, o Grupo Energisa controla 13 distribuidoras, localizadas nos estados de Minas Gerais, Paraíba, Sergipe, Rio de Janeiro, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Tocantins, Paraná e São Paulo, em uma área de 142.385 km<sup>2</sup>, atendendo 6 milhões de unidades consumidoras, o que corresponde ao total de 16 milhões de pessoas - 7 % da população brasileira (Figura 1). Essas distribuidoras respondem por um sistema elétrico composto por mais de 4 mil km de linhas de transmissão, mais de 132 mil km de redes de distribuição e 144 subestações com capacidade total de 2.830 MVA (ENERGISA, 2015).

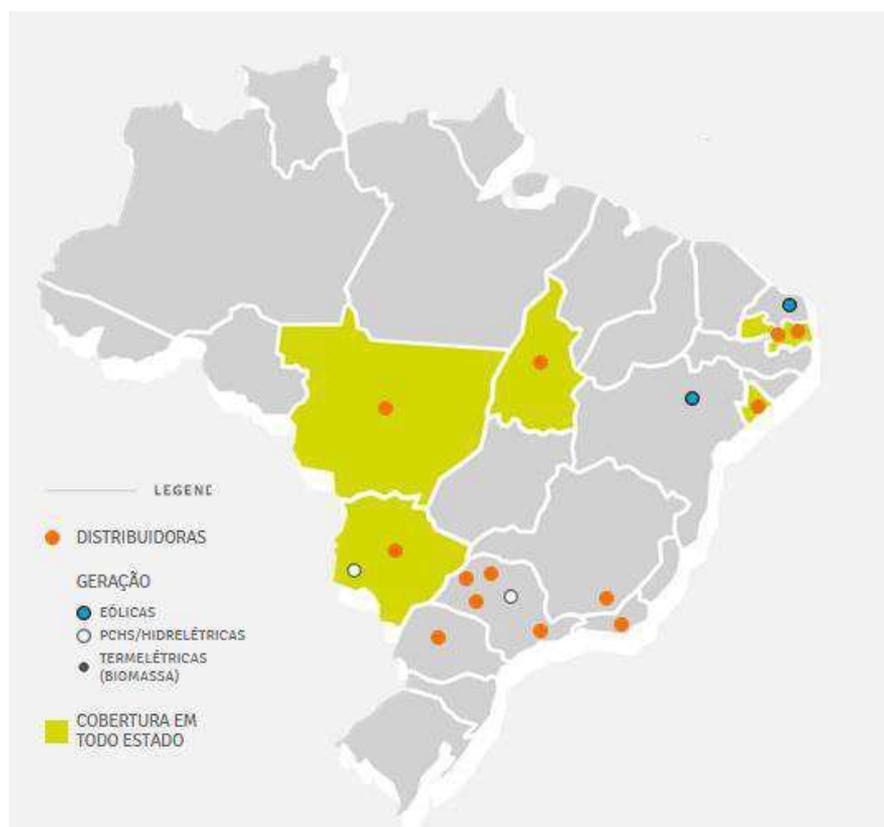


Figura 1 - Mapa de abrangência Grupo Energisa.

A Energisa/Paraíba atende mais de 1,2 milhões de consumidores do estado da Paraíba. A concessão foi obtida em 2000, através de leilão público e no ano de 2014, foi eleita pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE) como sendo a melhor distribuidora de energia elétrica do Nordeste (ABRADEE, 2014).

O Estágio foi realizado na **Gerência Corporativa de Proteção à Receita (GCPR)**, localizada na sede em João Pessoa, onde se concentra a maior parte das atividades administrativas, de planejamento, operação e controle.

A GCPR tem como objetivo principal manter as perdas técnicas e não técnicas em níveis economicamente viáveis. Suas atividades principais são:

- Desenvolvimento e padronização de soluções de blindagem da medição e de padrões de entrada de energia nas unidades consumidoras.
- Asseguração da qualidade dos medidores, o que inclui homologação de medidores mais eficientes e com menor vulnerabilidade às fraudes.
- Operação e análise do sistema de telemetria presente nas medições de fronteira e grandes clientes. A precisão destas medições é de extrema importância para que sejam diminuídos os riscos de multa pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e pela ANEEL.
- Cálculo das perdas técnicas, conforme ações de planejamento da empresa e de acordo com a metodologia proposta pela ANEEL.
- Planejamento e acompanhamento de ações de combate às perdas técnicas e não técnicas.

As atividades desenvolvidas pela GCPR estão sob três coordenações:

- Centro de Inteligência no Combate às Perdas (CICOP).
- Centro de Operação de Medição (CMED).
- Centro de Engenharia de Medição e Perdas (CMEP).

As atividades do Estágio se concentraram no **CICOP**, que tem como objetivo realizar estudos e análises visando combate às perdas. A CICOP trabalha em conjunto com outros departamentos da empresa, em particular, com as equipes de campo, regulação e planejamento.

## 3 O ESTÁGIO

Um resumo dos principais fundamentos teóricos requeridos e das atividades desenvolvidas são apresentados a seguir.

### 3.1 FUNDAMENTOS TEÓRICOS

#### 3.1.1 SISTEMA DE MEDIÇÃO

A reestruturação do setor elétrico brasileiro introduziu a competitividade entre as empresas do setor, o que resultou na busca incessante por aumento da eficiência de seus processos. Neste novo cenário, o uso de sistemas supervisórios constitui-se em uma etapa crucial desse processo. No Brasil, predominam os sistemas supervisórios do tipo SCADA (*Supervisory Control and Data Acquisition*), inclusive nas empresas do Grupo Energisa. Do ponto de vista das atividades relacionadas com **medição**, o uso desses sistemas minimiza os furtos de energia e anomalias dos sistemas de medição e portanto, aumento do faturamento da empresa.

Ao se utilizar um sistema SCADA, o acesso aos pontos de medição instalados nas unidades consumidoras em vasta área geográfica se dá via internet, proporcionando versatilidade de acesso. Inúmeras informações podem ser coletadas, como por exemplo: consumo de energias ativa e reativa, demanda de potências ativa e reativa e fator de potência. A partir das informações obtidas, relatórios diversos podem ser gerados, tais como: memória de massa de consumo de energia, de demanda, de fator de potência, de falta de tensão no medidor, de tensões e de correntes, como também relatórios de diagramas fasoriais de tensões e correntes, constando módulo e ângulo dos fasores. Além disso, pode-se realizar análises do sistema de medição, como por exemplo: verificar se as ligações estão corretas, se existem tensões ou correntes invertidas, dentre outras.

Os supervisórios SCADA permitem a automatização dos sistemas de medição e proporcionam análise e identificação de problemas via telemetria, que consiste na recepção e tratamento de informações nos seguintes níveis:

- ALARMES

São ferramentas importantes para se investigar a possível existência de problemas em sistemas de medição de energia elétrica. Uma vez disparado um alarme, o mesmo é enviado para a central de processamento de inteligência da concessionária, para serem analisados pela equipe de engenharia de análise. Os alarmes são enviados pelo supervisório, diretamente aos engenheiros analistas e podem ser do tipo:

- Alarme físico de abertura de porta;
- Alarme físico de sensor de presença;
- Alarme físico de ausência de energia em qualquer fase;
- Indisponibilidade do medidor;
- Inconsistência de data/hora do medidor;
- Troca não informada de medidor;

- Inconsistência de registrador do medidor;
- Temperatura acima do limite;
- Tensões precárias, abaixo do limite;
- Ausência de corrente em quaisquer das fases do medidor;
- Desproporcionalidade entre as correntes;
- Anomalias em ângulos de correntes;
- Anomalias em ângulos de tensões;
- Demanda reativa superior a demanda ativa;
- Potências negativas;
- Inversão do circuito de corrente;
- Inversão do circuito de tensão;
- Distorções harmônicas elevadas;
- Fatores de Potência precários;
- Tensões precárias entre fases;
- Quedas significativas de consumo;
- Inconsistências de medição principal x retaguarda x totalizadora.

Os engenheiros analisam as informações e identificam questões de campo possíveis geradoras das condições, dentre as quais: manipulações, fraudes e/ou defeitos nos sistemas de medição.

- DIAGRAMAS FASORIAIS DE TENSÕES E CORRENTES

Medição de energia elétrica consiste na composição dos fasores tensões e correntes, seus módulos e seus posicionamentos uns em relação aos outros. Existe uma lógica de posicionamento angular capaz de identificar se a medição em análise apresenta algum problema. No caso genérico de uma medição com três elementos, as tensões devem estar defasadas entre si de 120 graus, as correntes das respectivas fases devem estar em fase ou não com as tensões, mas sempre dentro de um intervalo razoável. Na prática, consideram-se razoáveis, atrasos ou adiantamentos de até 60 graus, o que denota um fator de potência de 0,5. Fatores de potência inferiores a este valor, o que significa ângulo de defasagem superior a 60 graus, requerem uma análise mais criteriosa na condição do sistema de medição. Esse fato, contudo, não indica necessariamente que esteja com problema, apesar de já ser um forte indicativo.

Dois tipos principais de sistemas de medição são utilizados:

Medição a três elementos: são medidas três tensões e três correntes. Um diagrama fasorial esperado para uma medição de boa qualidade é ilustrado na Figura 2. Neste caso, as correntes estão atrasadas de aproximadamente 30 graus de suas respectivas tensões de fase, o que denota uma carga indutiva (corrente atrasada da tensão). Caso os fasores corrente tendam a alinhar-se com os fasores tensão, significa que a carga se aproxima de uma carga puramente resistiva. Caso contrário, a carga se aproxima de uma carga reativa indutiva (sentido horário) ou de uma carga reativa capacitiva (sentido anti-horário). Existem limites aceitáveis para estes ângulos de defasagem, os quais traduzem a qualidade do sistema de medição. Caso as correntes atrasem ou adiantem acima de 50 graus, tem-se indicativo de problemas. A corrente, entretanto, não pode apresentar um defasamento maior do que 90 graus em relação à tensão, seja em atraso ou em avanço, pois isso implica em erro ou problema na medição.

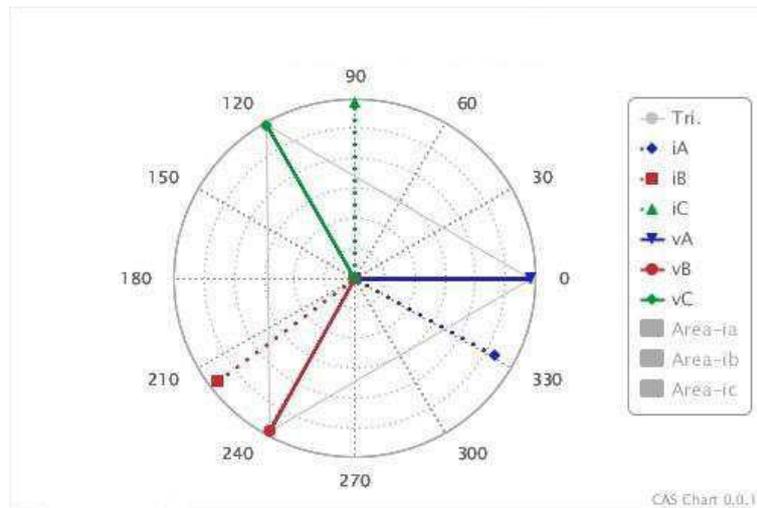


Figura 2 - Diagrama fasorial a três elementos.

**Medição a dois elementos:** são medidas apenas duas tensões e duas correntes. Baseia-se no método dos dois wattímetros, no qual é computado o valor real dos parâmetros de energia. Um diagrama fasorial esperado para uma medição de boa qualidade é ilustrado na Figura 3. Este tipo de sistema de medição é utilizado quando o sistema está conectado em delta, sem neutro e com soma vetorial das correntes igual a zero. Neste caso, as tensões que sensibilizam o medidor para compor a energia consumida são tensões de linha fase-fase, sendo a tensão entre as fases A e B denominada de VA e entre as fases C e B, VC. No caso indutivo, as correntes IA e IC estarão atrasadas das respectivas tensões fase-neutro e no caso capacitivo, adiantadas. A composição fasorial das tensões situa-se no primeiro quadrante, se a sequência de fases for ABC e no quarto quadrante, se a sequência de fases for CBA.

Sistemas de medição a dois elementos estão cada vez mais raros, pois as empresas de energia elétrica estão transformando gradativamente seus sistemas de medição em alta tensão, de dois para três elementos.

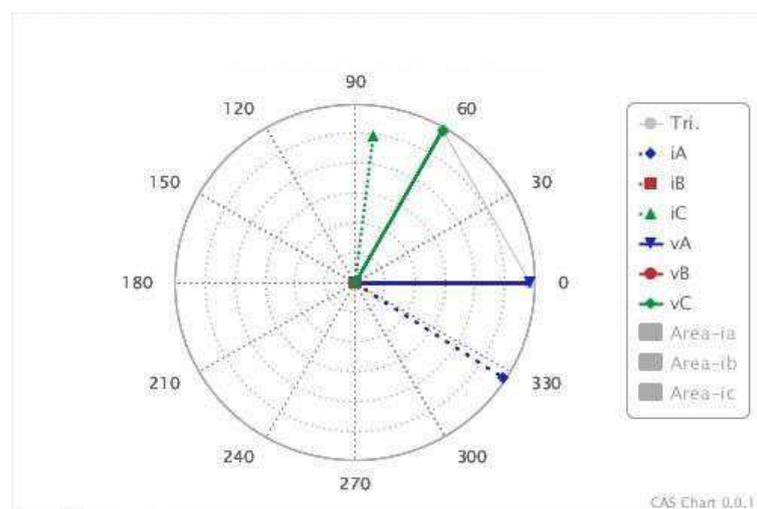


Figura 3 - Diagrama fasorial a dois elementos.

- PERFIL DE CURVAS DE TENSÕES E CORRENTES

O comportamento e tendência das variáveis que compõem a energia consumida. Dentre as muitas informações importantes que se pode obter, destacam-se as mudanças abruptas na curva de corrente e ausência de tensão ou de corrente em quaisquer das fases, as quais indicam a necessidade de análise mais apurada.

- PERFIL DE CURVA DE CARGA

A análise de curvas de demanda (kW) e ou energia (kWh) permite identificar, via supervisorio, o início de problemas na medição, existência de problemas na medição ou mesmo a regularização de problemas na medição. Curvas de carga que modificam suas tendências históricas sem motivo explícito são indicativo de que deve-se aprofundar a investigação sobre as condições que podem ter provocado tal mudança, até mesmo o disparo de uma ação de inspeção em campo.

### 3.1.2 TRANSFORMADOR DE CORRENTE

O transformador de corrente, ou TC, é um transformador comum com características próprias para ser instalado com medidores de energia elétrica, sendo o enrolamento primário ligado em série ao circuito que se deseja medir a corrente, enquanto o secundário é ligado aos terminais de corrente de um ou mais instrumentos de medição, controle ou proteção. A corrente no circuito secundário é sempre menor, sendo na prática considerado um redutor de corrente. Os TC são dimensionados para uma corrente secundária nominal padronizada de 5 A, sendo a corrente nominal primária determinada de acordo com a corrente do circuito em que o TC será ligado. Os TC também são projetados para suportarem, em regime permanente, uma corrente maior do que a corrente nominal, sem que nenhum dano lhes seja causado. A relação entre a corrente máxima suportável por um TC e a sua corrente nominal, define o **fator térmico** do TC.

O TC ideal pode ser definido como um transformador onde qualquer condição do primário é reproduzida no circuito secundário, com exata proporção e relação de fase. Uma definição alternativa, e possivelmente melhor, é que o TC ideal possui relação ampères-espira (excitação) do primário exatamente igual à amplitude da relação ampères-espira do secundário. Além disso, eles estão em fases opostas. Sendo as excitações dos dois enrolamentos iguais, tem-se que:

$$N_1 I_1 = N_2 I_2, \quad (1)$$

$$\frac{I_{1n}}{I_{2n}} = \frac{N_2}{N_1} = K_c. \quad (2)$$

Sendo:  $K_c = \frac{N_2}{N_1}$  a relação de transformação nominal do TC.

Na prática:

$$\frac{I_1}{I_2} = K_r. \quad (3)$$

Sendo:  $K_r$  a relação de transformação real do TC. Geralmente,  $K_r \neq K_c$ .

Os erros existentes no TC (como em qualquer máquina eletromagnética) variam com o tipo de carga que é ligada ao seu secundário. Para definir a classe de exatidão dos TC, as normas técnicas utilizam o fator de correlação de relação (FCRc), que é o fator pelo qual deve ser multiplicada a relação de transformação  $K_c$  do TC para se obter sua relação  $K_r$ :

$$FCR_c = \frac{K_r}{K_c}. \quad (4)$$

Para cada  $K_r$  haverá um FCRc correspondente. Os limites inferior e superior do FCRc são determinados sob condições especificadas, a partir das quais determina-se a classe de exatidão do TC. Um TC pode ser enquadrado em uma ou mais classes de exatidão, conforme sua aplicação (Tabela 1).

Tabela 1 - Classe de exatidão de TC.

Classe de exatidão	Aplicação
0,3, 0,6 e 1,2	Medição de energia elétrica
3	Utilizado em serviços que não seja de medição de potência ou energia
5 e 10	Serviços de proteção

Um TC para serviços de medição pertence à sua classe de exatidão quando o ponto formado pela interseção do FCRc e pelo ângulo de fase (defasagem entre  $I_1$  e o inverso de  $I_2$ ) estiver dentro do paralelogramo de exatidão, sendo que o paralelogramo menor corresponde a 100% da corrente nominal e o externo, refere-se a 10% da corrente nominal. Isso pode ser visto nos gráficos a seguir. No caso de TC com fator térmico (FT) nominal superior a 1,0, o paralelogramo interno (menor) refere-se, também, a 100% da corrente nominal multiplicada pelo fator térmico nominal.

Os TC da classe 3 (não podem ser usados em medição de potência ou energia) não têm limitação de ângulo de fase. Nesse caso, considera-se atendida a classe de exatidão nas condições especificadas, quando o fator de correção (FCRc) estiver entre os limites de 1,03 e 0,97.

A NBR 6856 especifica para serviços de medição de energia ou potência apenas os TC das classes 0,3, 0,6 e 1,2.

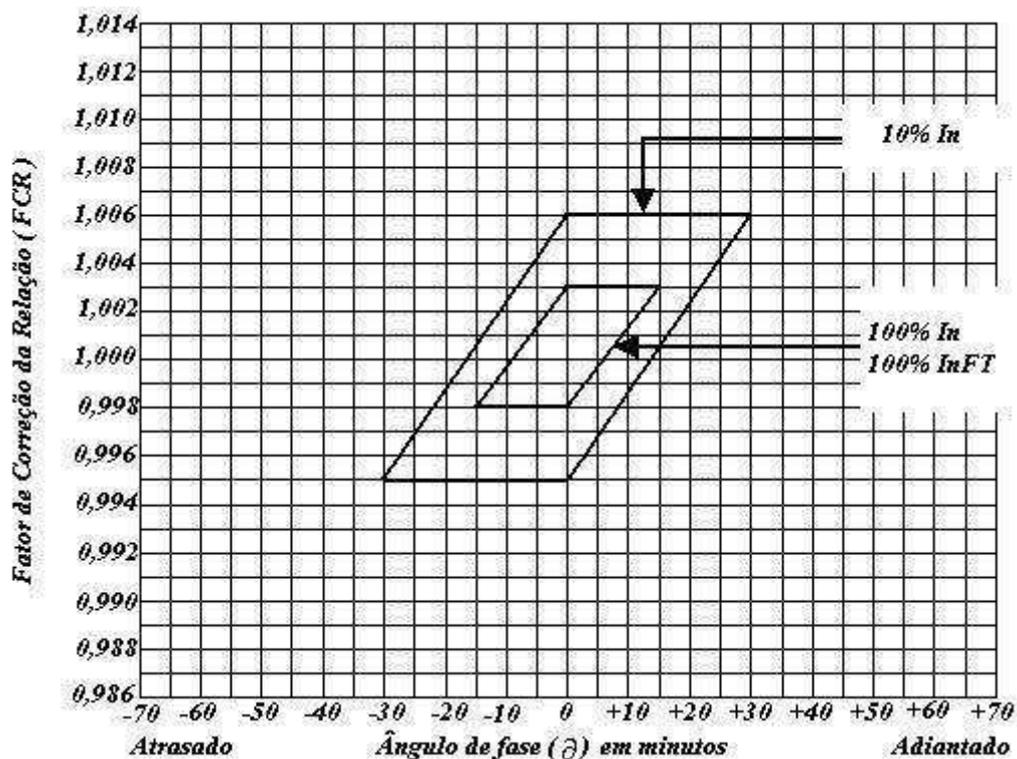


Figura 4 - Limites da classe de exatidão 0,3.

(FONTE: <https://sites.google.com/site/punarobley/medidor-de-energia-eletrica>)

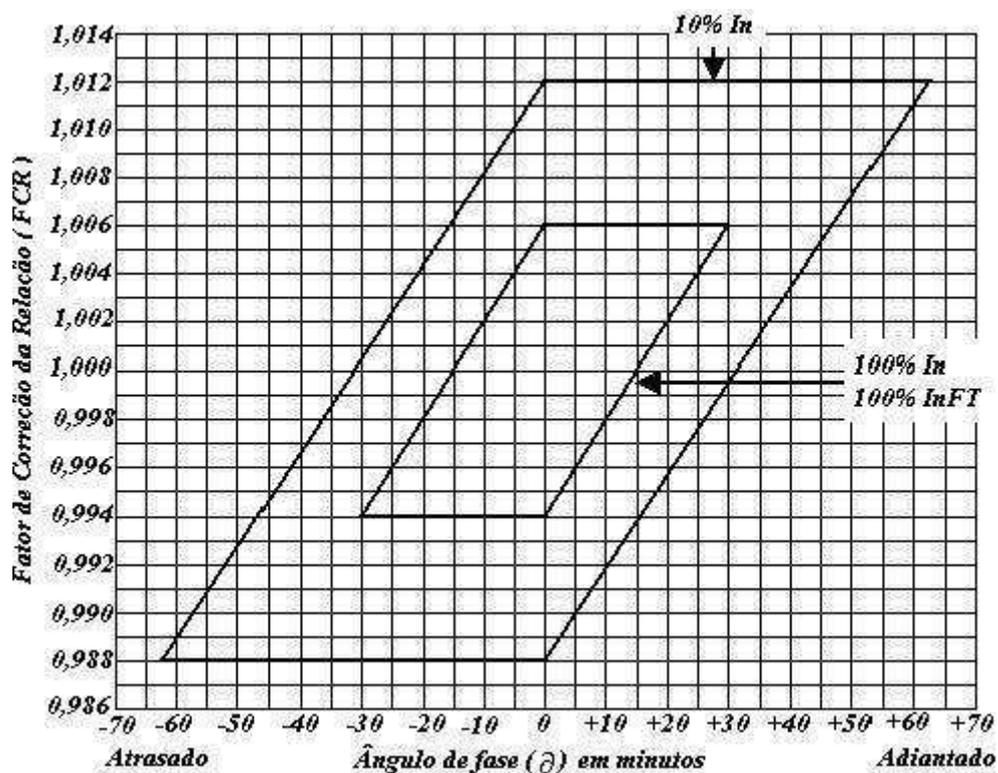


Figura 5 - Limites da classe de exatidão 0,6.

(FONTE: <https://sites.google.com/site/punarobley/medidor-de-energia-eletrica>)

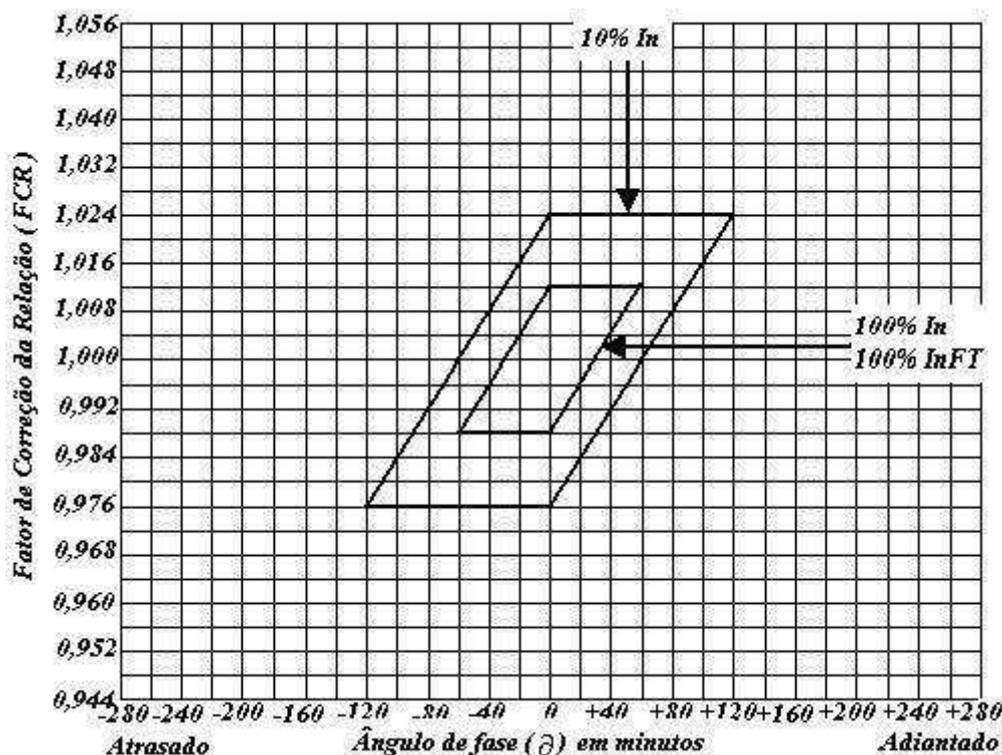


Figura 6 - Limites da classe de exatidão 1,2.

(FONTE: <https://sites.google.com/site/punarobley/medidor-de-energia-eletrica>)

### 3.1.3 CÁLCULO DE PERDA TÉCNICA

O cálculo de perda técnica normalmente é calculado em duas etapas: alta tensão e média e baixa tensão. Na distribuidora Energisa Paraíba o cálculo é feito de uma maneira diferenciada, como será abordado nos tópicos a seguir.

#### 3.1.3.1 CÁLCULO DE PERDAS EM ALTA TENSÃO

O cálculo da Perda Técnica no sistema de alta tensão é realizado através do método descrito no módulo 7 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST [1] (ANEEL, 2013).

Levando em consideração que o sistema de alta tensão possui medições confiáveis e com valores de precisão consideráveis satisfatórios, e uma pequena possibilidade da existência de fraudes, o cálculo da Perda Técnica é feito através do balanço energético. A diferença entre a energia que entra no sistema e a que sai.

A energia que entra no sistema é adquirida pela compra e energia de outras empresas, no caso da Energisa Paraíba, a maior parte dessa energia é comprada da CHESF, e outras partes vem da geração que se encontra na própria rede da distribuidora.

Já a saída de energia do sistema de alta tensão, é proveniente dos consumidores alimentados em alta tensão, pela venda de energia a outras distribuidoras e pela energia

que é medida no secundário dos transformadores das subestações que fornecem energia aos consumidores. As perdas na alta tensão dessa forma que é calculada incluem as perdas dos transformadores de todas as subestações pertencentes a distribuidora.

### 3.1.3.2 CÁLCULO DE PERDAS EM MÉDIA E BAIXA TENSÃO

A Perda Técnica na média e baixa tensão são calculadas de uma forma mais complexa. Isso deve a existência de perdas não técnicas que são provenientes de fraudes ou falha nas medições e a segmentação do cálculo das perdas para que uma melhor análise possa ser feita e tomar ações necessárias para a diminuição da Perda Técnica.

A metodologia utilizada pela Energisa Paraíba destina-se ao cálculo detalhado das perdas nos principais segmentos do sistema de distribuição. Para aplicar essa metodologia, são utilizadas informações provenientes de bases de dados onde estão cadastrados os dados das redes primárias, redes secundárias, transformadores de distribuição, subestações de distribuição e também os dados relativos aos consumidores de baixa e média tensão. A metodologia descrita de forma resumida realiza o cálculo das perdas técnicas nos segmentos: Medidor de energia, Ramal de ligação, Rede secundária, Transformador de distribuição, Rede primária e Subestação de distribuição (MEFFE, 2007).

Seguindo uma sequência e percorrendo um caminho do medidor de energia até a subestação de distribuição. Primeiramente é calculada as perdas nos medidores, que possuem valores fixos de perdas de 1,2 W para medidores eletromecânicos e 0,2 W para medidores eletrônicos. Logo em seguida é calculado as perdas nos ramais de ligação. Para isso é necessária a curva de carga diária para cada consumidor. Esta curva de potência versus tempo define a característica de consumo de cada consumidor.

O consumo de energia do cliente somado as perdas obtidas no segmento medidor, deve ser distribuído na curva de carga do cliente, sendo assim as perdas no segmento ramal de ligação, calculada pela potência que é dissipada pela resistência equivalente de cada ramal de ligação. A equação 5 descreve o cálculo.

$$P_r = \frac{k \cdot R \cdot L \cdot \Delta t \cdot \sum_{i=1}^N I_i}{1000} \text{ [kWh]} , \quad (5)$$

Onde:

$P_r$  = Perda no ramal de ligação

$k$  = Numero de condutores que flui corrente no ramal de ligação

$R$  = resistência por km de condutor

$L$  = comprimento do condutor

$\Delta t$  = Duração de intervalo

$I_i$  = Corrente do ramal no período  $i$

$N$  = Numero de períodos do dia

Seguindo para o próximo segmento, devem ser calculadas as perdas na rede secundária. Semelhante ao cálculo nos ramais de ligação, o consumo dos clientes é acrescido das perdas calculadas dos medidores e ramais de ligação e distribuídas em curvas de carga como citado anteriormente. As perdas na rede secundária, são calculadas pela potência dissipada em seus condutores de maneira equivalente a equação 1.

Em seguida, o segmento a ser calculado é o dos transformadores de distribuição. Sendo as perdas divididas em perdas no ferro e perdas no cobre. As perdas no ferro é tem um valor fixo independente da potência nominal do transformador. Diferente das perdas no ferro, as perdas no cobre são calculadas como a potência dissipada nos enrolamentos do transformador. O cálculo é semelhante ao dos outros segmentos, onde a potência dos clientes conectados ao transformador, juntamente com as perdas nos medidores, ramais e rede secundária assim calculando a corrente que passa pelo transformador.

A equação 6, mostra como é calculada a perda diária de energia no ferro e no cobre de um transformador.

$$P_t = P_{fe} S_n * 24 + P_{cu} S_n \sum_{i=1}^{N_t} \left(\frac{S_i}{S_n}\right)^2 \Delta t [kWh] , \quad (6)$$

Onde:

$S_n =$  Potência nominal do transformador (kVA)

$S_i =$  Carregamento do transformador no intervalo  $i$  da curva de carga (kVA)

$P_{fe} =$  Perda nominal do ferro (pu)

$P_{cu} =$  Perda nominal do cobre à plena carga (pu)

$N_t =$  Número de períodos do dia

$\Delta t =$  Duração de intervalo em horas

O último segmento do cálculo de perdas é o da rede primária. O cálculo é feito de maneira semelhante ao da rede secundária, contudo é incluído nas curvas de carga os clientes atendidos em média tensão conectados ao segmento, os consumidores em baixa tensão e as perdas calculadas nos segmentos medidor, ramais, rede secundária e transformadores de distribuição.

As perdas totais na média e baixa tensão será a soma das perdas em cada segmento calculado. Deve-se levar em conta ainda o efeito das perdas não técnicas provenientes de fraudes ou defeito na medição. Portanto, uma estimativa do valor das perdas não técnicas é obtida pela diferença entre a energia medida no secundário dos transformadores das subestações e o consumo dos clientes das perdas já calculadas. O valor da perda não técnica estimada é distribuída entre os consumidores e as perdas técnicas devido a passagem desta energia no sistema é então calculada e acrescida ao valor encontrado previamente.

## 3.2 ATIVIDADES REALIZADAS

### 3.2.1 ANÁLISE DE ALARMES DE TELEMETRIA

O processo de análise de alarmes de telemetria é de suma importância nas distribuidoras de energia e tem como objetivo principal identificar as unidades consumidoras com indícios de irregularidade na sua medição em tempo real. Para realizar essa atividade, o engenheiro analista necessita dos seguintes recursos:

- *Software* supervísório SCADA;
- SIMEC
- SIAIF;
- Excel;
- Microcomputador;
- Telefone.

O *software* supervísório SCADA utilizado foi o CAS HEMERA. Desenvolvido para oferecer apoio operacional e estratégico às concessionárias e distribuidoras, o CAS Hemera contribui com a otimização de recursos e tempo por todo o processo de medição, análise, ação e faturamento. O SIMEC e o SIAIF são sistemas de medição de controle de consumo e de inspeção e apuração de fraude. São sistemas com dados cadastrais dos clientes, como equipamentos de medição, dados de consumo, valores de demanda medida e contratada e entre outros que auxiliam na análise dos alarmes. A planilha Excel é utilizada para trabalhar com a lista de clientes que é gerada a partir dos alarmes. O microcomputador é importante para utilização do que foi mencionado anteriormente. O aparelho de telefone é fundamental para a interação com as outras empresas por estarem localizadas em outros estados.

A análise dos alarmes de telemetria é dividida em três etapas. Na primeira etapa, é gerada a lista de alarmes. Essa lista é gerada através do HEMERA. O engenheiro analista deve escolher um ou mais alarmes que deseja analisar e o período em que esses eventos aconteceram. A escolha do tipo do alarme é feita de maneira gerencial, procurando os alarmes que apresentam um maior índice de falhas na medição ou algum outro eventual problema, mas sempre, é procurado fazer uma análise de um maior número de alarmes possíveis mensalmente. Após gerar a lista com os alarmes naquele período escolhido, a mesma é exportada pra uma planilha Excel, onde é feita uma análise cliente por cliente.

A segunda etapa consiste na análise dos alarmes para cada cliente, que é feita também utilizando o HEMERA. A busca é feita pelo número do medidor que consta na UC. São analisados gráficos de tensões, correntes, consumo e demanda além do gráfico fasorial de correntes e tensões, em um período determinado, procurando uma justificativa para a ocorrência do alarme para aquela unidade consumidora.

Na Figura 7 pode-se visualizar o gráfico das correntes de uma UC. O evento ocorrido foi a falta de corrente na fase A e o tipo de alarme referente a esse defeito na medição foi o alarme de corrente zero.

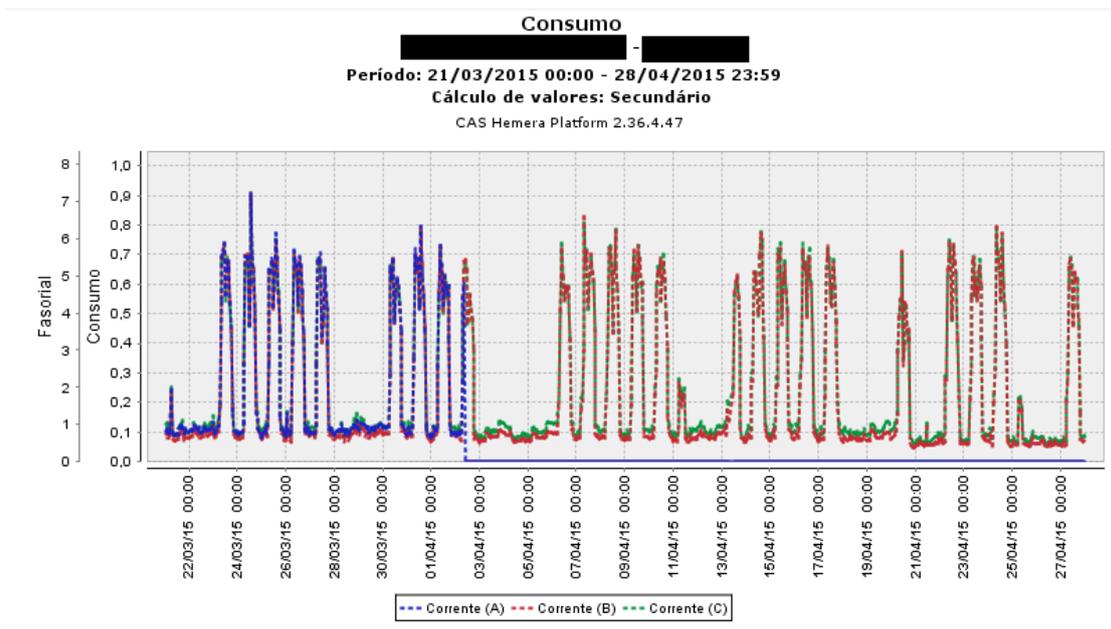


Figura 7 - Gráfico de correntes.

Os valores mostrados referem-se ao secundário dos TC. A falta de corrente de uma fase acarreta em uma redução de 1/3 do consumo. Na Figura 8 é possível ver essa redução no consumo devido à falta da corrente.

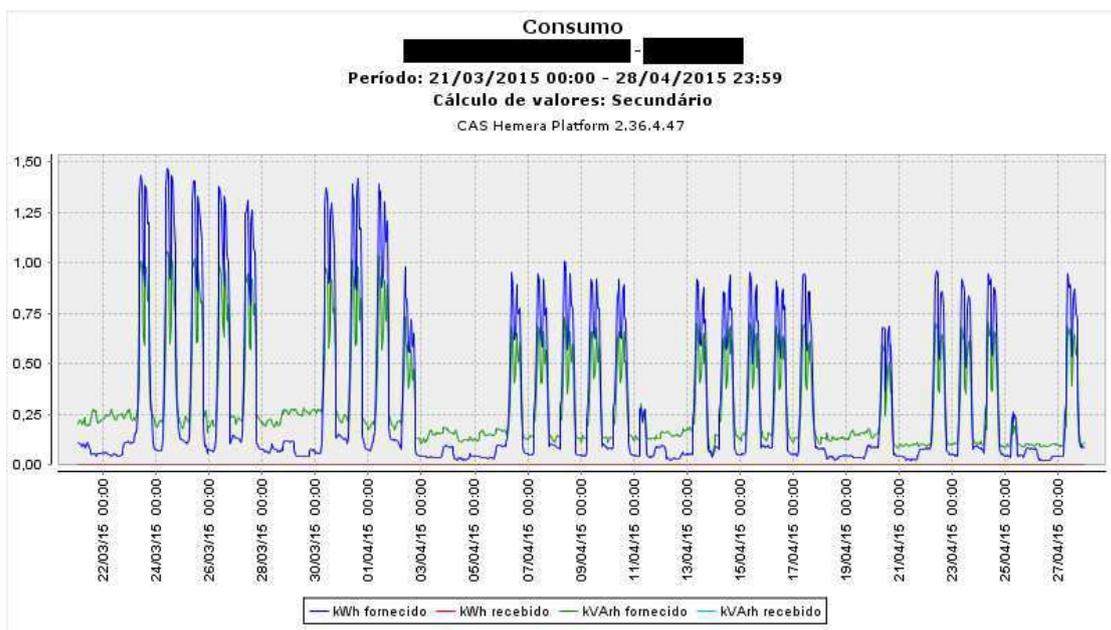


Figura 8 - Gráfico de consumo.

No evento citado, após o encaminhamento para o DMCP e realização da inspeção, foi detectado que a conexão com secundário do TC estava com defeito. Assim justificando a falta da corrente da fase A na medição. Após intervenção, o TC foi substituído como pode-se ver nas figuras 9 e 10. A interação entre o CICOP e o DMCP é muito importante para que, após a detecção e regularização do problema seja realizado o feedback com a equipe do CICOP.



Figura 9 - Cubículo de medição do cliente com TC defeituoso.



Figura 10 – TC defeituoso: folga no borne do secundário.



Figura 11 - Placa do TC novo.

Caso durante as análises dos gráficos de tensão, corrente e gráfico fasorial for verificado situações suspeitas, pode-se ainda verificar os alarmes de sensores físicos. Os sensores físicos são enumerados de 1 a 5. Segue abaixo, a relação de cada um dos sensores:

- Sensor 1 – Tensão fase A;
- Sensor 2 – Tensão fase B;
- Sensor 3 – Tensão fase C;
- Sensor 4 – Porta da caixa de medição aberta;
- Sensor 5 – Porta da blindagem dos TCs abertas

A análise de todas as informações que são disponibilizadas pelo *software* HEMERA são importantes para a tomada de decisão do engenheiro quando há constatação do problema na medição.

A terceira etapa consiste na geração de campanha, onde é inserido no sistema uma ordem de serviço, para uma inspeção em campo da UC com o problema identificado, afim de que, seja corrigido no menor intervalo de tempo possível, adequando a medição para funcionar normalmente.

Um fluxograma detalhando os procedimentos realizados na análise é apresentado na Figura 12.

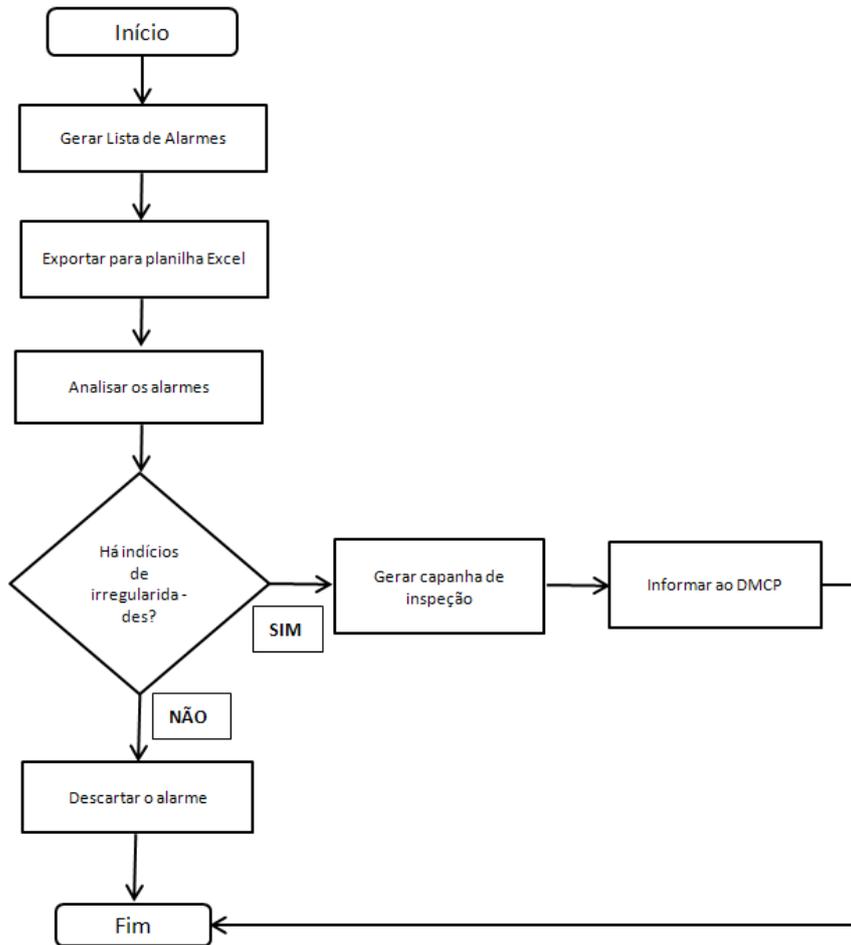


Figura 12 - Fluxograma análise de alarmes.

### 3.2.2 ANÁLISE DO DIMENSIONAMENTO DOS TC

A análise do dimensionamento dos TC foi realizado visando verificar quais os clientes que estavam com os seus TC mal dimensionados. Esse estudo tomou como base uma amostra de clientes das empresas pioneiras, que são Energisa Paraíba, Borborema, Sergipe, Nova Friburgo e Minas Gerais, que apresentam valores de demanda medida próximos do valor de demanda contratada. Os clientes que apresentaram esse valor em uma faixa de  $\pm 20\%$  da demanda contratada, constituíram a amostra de clientes que foram analisados.

A análise consistiu em verificar os valores de correntes medidos pelo TC, ou seja, os valores das correntes de demanda medida comparados com os valores de demanda contratada.

Para isso utilizou-se o cálculo da corrente primária do TC conforme abaixo.

$$I_p = \frac{D}{\sqrt{3} \cdot V_{ff} \cdot 0,92}, \quad (7)$$

sendo  $D$  a demanda,  $V_{ff}$  a tensão trifásica e 0.92, o fator de potência utilizado.

Concluído o levantamento dos clientes, as informações obtidas foram exportadas para uma planilha Excel. Para avaliar o dimensionamento de um TC, adotou-se o seguinte procedimento:

1. Extração das correntes medidas para os maiores valores de demanda nos últimos seis meses de faturamento para cada cliente.
2. Avaliação dos valores calculados. Caso menor ou igual a 10% do valor nominal do primário do TC, tem-se TC **sobredimensionado**, caso contrário, **subdimensionado**.
3. Análise das correntes dos clientes que apresentaram **sobredimensionamento** e **subdimensionamento** via *software* HEMERA, no qual se fez o gráfico das correntes de alguns meses. A análise foi feita procurando avaliar mais cuidadosamente os valores de correntes medidos no secundário dos TC durante o período mensal de consumo de cada cliente. Avaliando então, se o equipamento de medição estava de acordo com os limites para uma medição precisa de acordo com sua classe de exatidão.
4. Envio das informações obtidas ao departamento responsável pela manutenção da medição dos clientes DMCP (Departamento de Manutenção e Combate as Perdas) para tomarem devidas providências quanto a adequação da instrumentação.

Conforme mostrado na Figura 13, o gráfico da corrente localiza-se na maior parte do tempo abaixo de 0,5 A, o que representa 10% da corrente nominal do secundário do TC.

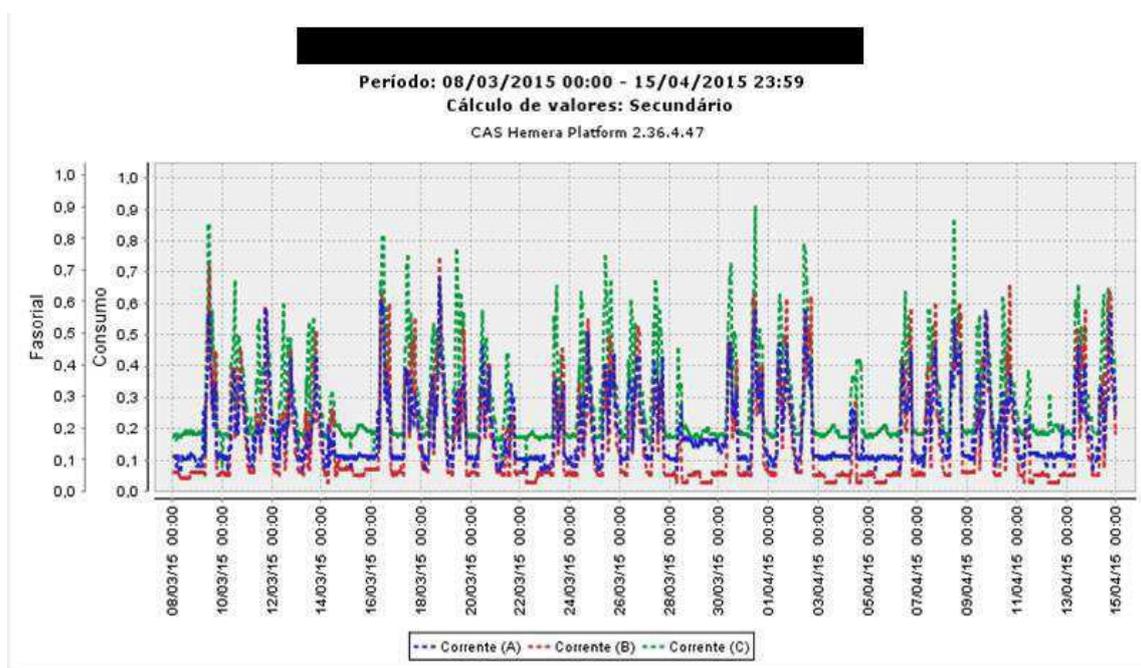


Figura 13 - Gráfico das correntes secundárias: TC sobredimensionado.

Os resultados obtidos com a análise dos alarmes de telemetria e do dimensionamento dos TC de medição possibilitou um levantamento das perdas não técnicas em todas as cinco empresas pioneiras do grupo.

A etapa de análise dos alarmes de telemetria fornece resultados diários, sendo a medição realizada em tempo real, o que possibilita a identificação do problema em tempo hábil. Um levantamento do acompanhamento da quantidade de alarmes analisados mensalmente é utilizado para poder verificar o andamento do processo. Durante o período do estágio foram obtidos os resultados apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Quantidade de alarmes analisados mensalmente.

Mês / Ano	Quantidade De Alarmes Analisados
Jan / 2015	390
Fev / 2015	229
Mar / 2015	430
Abr / 2015	343
Mai / 2015	437
Jun / 2015	357

A quantidade de TC mal dimensionados por empresa é apresentado na Tabela 3. No caso de **sobredimensionamento**, é solicitada a substituição dos TC mudando a relação, no que implica em uma medição com maior precisão, consequentemente implica em um faturamento mais correto do cliente. Os **subdimensionado** são tão importantes quanto o **sobre**, pois, a medição é responsabilidade da distribuidora e a perda do equipamento pode acarretar na falta de medição do cliente, o que implicará diretamente no seu faturamento.

Tabela 3 - Quantidade de TC mal dimensionados por empresa.

Empresa	Sobredimensionado	Subdimensionado
EPB	1	3
EBO	1	1
ESE	3	4
ENF	1	0
EMG	2	1
TOTAL	<b>8</b>	<b>9</b>

### 3.2.3 CURSO DE NR-10

A Norma Regulamentadora N° 10, Instalações e Serviços em Eletricidade, discorre sobre atividades na área elétrica, estabelecendo critérios de segurança para todos aqueles que trabalham em suas diversas fases, como geração, transmissão, distribuição e consumo de energia elétrica.

O curso foi ministrado na Energisa, onde foi realizado também, o treinamento. Ministrado por profissionais da área, foi de suma importância para o entendimento dos critérios e exigências impostas pela norma nas atividades relacionadas a serviços com instalações elétricas. O curso foi necessário para acompanhar as atividades em campo, sempre seguindo os critérios de segurança impostos pela norma e também pela empresa. Algumas dessas atividades foram a visita a uma das subestações da distribuidora e o acompanhamento de inspeções em campo. Em uma das inspeções, pode-se acompanhar a troca dos TC de medição de uns dos clientes da Energisa Paraíba. Na figura 14, pode-se ver o cubículo de medição onde se encontra a instrumentação do cliente, e o padrão que a empresa impõe, para que a medição seja instalada. Dimensões de espaço adequadas, aterramentos de todas as partes metálicas presente no cubículo são exigências da empresa. Assim os eletricitistas podem trabalhar de forma segura e os equipamentos funcionar de forma segura e com maior eficiência.



Figura 14- Cubículo de medição.

Na figura 15, pode-se ver o padrão da caixa de medição para clientes do Grupo A. Onde nela está presente o Medidor de Energia Elétrica, a Chave de Aferição e a Remota. A medição feita pelos TC e TP vem através de um eletroduto e são feitas as conexões na chave de aferição. A Chave de Aferição é um elemento bastante importante, pois facilita ao eletricista na hora da inspeção, realizar os testes necessários ou até a troca do medidor sem que seja feito o desligamento do cliente. A Remota, é o equipamento que faz a comunicação via GPRS com o software supervisor HEMERA.



Figura 15 - Caixa de medição

Na figura 16, tem-se a imagem do detector de tensão, equipamento de segurança utilizado no procedimento de desligamento do cliente, assegurando que nenhuma parte do cubículo ainda esteja energizada.



Figura 16 - Detector de Tensão

#### 3.2.4 ACOMPANHAMENTO DAS ATIVIDADES RELACIONADAS COM PERDAS TÉCNICAS

Durante o período de renovação do estágio foi feito o acompanhamento das atividades realizadas pela equipe do cálculo das perdas técnicas. Em um intervalo relativamente curto, foi possível entender melhor como é feito os cálculos e como funciona o processo para o cálculo das perdas na alta tensão e as perdas na média e baixa tensão.

As principais atividades desenvolvidas nesse período foram o acompanhamento das medições das subestações, juntamente com a interação com o pessoal do centro de medição para o cálculo das perdas na alta tensão e a utilização dos *softwares* PERTEC e INTERPLAN para o cálculo das perdas na média e baixa tensão.

No cálculo das perdas AT, era feito o acompanhamento das medições das subestações, e clientes atendidos na alta tensão. Juntamente com o Centro de Operação da Medição era alinhado os problemas e manutenções que vinheira a serem feitos, para obter o valor mais preciso da medição. Com os valores dessas medições, era feito um balanço da energia requerida de cada empresa subtraindo os valores de energia consumida pelos clientes atendidos na alta tensão e os valores de energia de todos os alimentadores das subestações.

No cálculo das perdas MT BT, foi utilizado o *software* PERTEC que é um *software* para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição de energia elétrica, medidor de energia, ramal de ligação do consumidor, rede de baixa tensão, transformador de distribuição, rede de média tensão e subestação de distribuição. Para o cálculo são utilizados dados topológicos da rede. Com as curvas típicas de carga por classe de consumidor e por faixa de consumo, determinam-se curvas de cargas diárias de cada consumidor em termos de demanda, em seguida realiza-se um fluxo de potência para todos os intervalos do dia para calcular as perdas em todo o sistema. O INTERPLAN é um software para análise de redes e estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica.

## 4 CONCLUSÃO

Ao final da experiência do estágio, pôde-se constatar a importância da formação oferecida pelo Curso de Engenharia Elétrica da UFCG, que possibilitou ao estagiário uma boa integração nas atividades realizadas. A análise dos alarmes de telemetria e os estudos realizados sobre dimensionamento de TC de medição foram aprendidos com êxito, sempre sob a supervisão do tutor e dos demais membros da equipe. O prolongamento do estágio com a renovação, me possibilitou acompanhar mais de perto as atividades do cálculo das perdas técnicas, entendendo o funcionamento do processo e tendo oportunidade de conhecer ferramentas para o cálculo do fluxo de potência.

É importante destacar que a Energisa/Paraíba representou um ótimo ambiente de trabalho, com colaboradores com larga experiência e sempre disponíveis a transmitir seus conhecimentos.

Por fim, observou-se a contribuição que as disciplinas de Distribuição de energia elétrica, Equipamentos Elétricos, Circuitos Elétricos e Sistemas Elétricos deram para as realizações das atividades durante o estágio integrado.

## BIBLIOGRAFIA

ABNT-6856. Transformador de corrente. Associação Brasileira de Normas Técnicas, 1992.

ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST) – Módulo 7 - Cálculo de perdas na distribuição. 2014.

CAS TECNOLOGIA. Disponível em: <<http://www.cas-tecnologia.com.br/index.php/cas-hemera>>. Acesso em 20/04/2015.

INTERPLAN. Disponível em: <<http://www.daimon.com.br/interplan.html>>. Acesso em 01/08/2015.

MARCOS, P. Análise de alarme de telemetria. Instrução Técnica, Energisa, João Pessoa, PB, 2013.

MENESES, L. T. Automação da detecção de fraudes em sistemas de medição de energia elétrica utilizando lógica fuzzy em ambiente SCADA. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, Natal, 2011.

MEFFE, André. Cálculo de perdas técnicas em sistemas de distribuição - Modelos adequáveis às características do sistema e à disponibilidade de informações, 2007.

OLIVEIRA, P. C. Análise de transformadores de corrente para medição, Dissertação de Mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2001.

PERTEC. Disponível em: <<http://www.daimoninterplan.com.br/pertec/apresentacao.html>>. Acesso em 01/08/2015.

PUNAROBLEY. Disponível em: <<https://sites.google.com/site/punarobley/medidor-de-energia-eletrica>>. Acesso em 07/04/2015.