



CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

EMANUELLE RIBEIRO BRASIL LUSTOSA



Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM HOSPITAL
UTILIZANDO UM ANALISADOR DE REDE



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
Novembro/2017

EMANUELLE RIBEIRO BRASIL LUSTOSA

AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM HOSPITAL UTILIZANDO UM
ANALISADOR DE REDE

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de 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.*

Orientador:

Professor Washington Luiz Araújo Neves, Ph. D.

Campina Grande
Novembro/2017

EMANUELLE RIBEIRO BRASIL LUSTOSA

AVALIAÇÃO DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM HOSPITAL UTILIZANDO UM
ANALISADOR DE REDE

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação do Curso de 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.*

Aprovado em / /

Professor Avaliador
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Washington Luiz Araújo Neves, Ph. D.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha família, que é a base de tudo na minha vida.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a toda minha família, minha mãe, Josélia, por ter sido sempre um exemplo de força, coragem e dedicação, meu pai, Ulisses, e minhas irmãs, Giselle e Gabrielle, que sempre me apoiaram nas minhas decisões e que sempre estão ao meu lado, mesmo que distante fisicamente.

Agradeço a todos da empresa Engemaximo, que me receberam de braços abertos e me ensinaram muito no meu período de estágio e me disponibilizaram os dados para a realização desse trabalho de conclusão de curso.

Agradeço também a meu noivo, José Maurício, e todos os meus amigos que me apoiaram durante a graduação e nessa reta final, principalmente, Natália Medeiros, Ingrid Almeida e Laysa Lúcia. Todos vocês se tornaram minha família durante esses vários anos.

*“Se avexe não...
Amanhã pode acontecer tudo
Inclusive nada.”*

Accioly Neto.

RESUMO

Uma análise da qualidade de energia elétrica de um hospital é apresentada. Inicialmente, a estrutura do sistema de distribuição, de maneira geral, é abordada, para se entender de qual parte do sistema é realizado o fornecimento de energia elétrica para o hospital, que é um consumidor primário. Para colher os dados sobre as grandezas elétricas no ponto de entrada de energia do hospital, utilizou-se um qualímetro. Desse modo, foi realizado, um estudo dos parâmetros fornecidos pelo analisador, tais como: distorção harmônica total, fator de potência, flutuação de tensão, desbalanceamento de tensão e corrente, fator de crista e etc. Também foi feito o estudo do módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST, elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que estabelece os procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica – QEE. Nesse módulo são definidos indicadores de qualidade e seus limites aceitáveis no sistema elétrico. Por fim, foi feita a análise dos dados obtidos pelo analisador de acordo com os indicadores estabelecidos pela ANEEL.

Palavras-chave: Qualímetro, Qualidade de Energia Elétrica, PRODIST.

ABSTRACT

It is presented, in the current work, an analysis of the electrical energy quality for a hospital. Firstly, an overview of the structure of the distribution system, is presented, to better understand which part of this system provides electrical energy to the hospital, a primary consumer. To gather the electrical physical quantities of the hospital's electrical power input, it was used a power quality meter. According to that, it was made a study of the analyser provided parameters such as: total harmonic distortion, power factor, voltage floating, voltage and current unbalance, crest factor, etc. Also a study of the Procedure for Electrical Energy Distribution – PRODIST (from Portuguese Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica) module 8th, prepared by the National Electrical Energy Agency – ANEEL (from Portuguese Agência Nacional de Energia Elétrica), which defines the procedures related to the Quality of Electrical Energy – QEE. Finally an analysis of the data obtained by the analyser was carried out according to the established indicators provided by ANEEL.

Keywords: Power Quality Meter, Quality of Electrical Energy, PRODIST.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

| | |
|--|----|
| Figura 1 – Diagrama de blocos típico da estrutura do SEP, com detalhamento do Sistema de Distribuição..... | 20 |
| Figura 2 - Rede de Distribuição aérea..... | 22 |
| Figura 3 - Rede de Distribuição Subterrânea..... | 22 |
| Figura 4 - Estação Transformadora..... | 23 |
| Figura 5 - Corrente de uma Lâmpada Fluorescente, 227 V, THD=18,5 %..... | 25 |
| Figura 6 - Corrente de um Ar Condicionado Residencial, 240 V, THD=10,5%. | 25 |
| Figura 7 - Faixas de Tensão em Relação a de Referência..... | 28 |
| Figura 8 – Cargas não linear e linear alimentadas pela rede elétrica..... | 33 |
| Figura 9 - tensões de linha de um sistema trifásico desequilibrado..... | 37 |
| Figura 10 - Relação entre a perda de vida útil e o desequilíbrio..... | 38 |
| Figura 11 - Curva de sensibilidade do olho humano..... | 40 |
| Figura 12 - Exemplo de fornos a arco..... | 40 |
| Figura 13 - Exemplo de laminadores..... | 41 |
| Figura 14 - Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação..... | 42 |
| Figura 15 - Triângulo de potências..... | 45 |
| Figura 16 - (a) forma de onda com picos elevados e (b) forma de onda achatada. | 47 |
| Figura 17 - Analisador de rede modelo Powerpad 8335..... | 50 |
| Figura 18 - Esquema de ligação do analisador aos barramentos..... | 51 |
| Figura 19 - Gráfico dos valores das tensões de fase do trafo 1..... | 52 |
| Figura 20 - Gráfico ampliado dos valores das tensões de fase do trafo 1..... | 52 |
| Figura 21- Gráfico dos valores das correntes do trafo 1..... | 53 |
| Figura 22 - Gráfico dos valores das tensões de fase do trafo 2..... | 54 |
| Figura 23 - Gráfico ampliado dos valores das tensões de fase do trafo 2..... | 55 |
| Figura 24 - Gráfico dos valores das correntes do trafo 2..... | 56 |
| Figura 25- Gráfico dos valores de thd para corrente e tensão do trafo 1..... | 57 |
| Figura 26 - Gráfico dos valores de thd para corrente e tensão do trafo 2..... | 58 |
| Figura 27 - Gráfico dos valores de fd para corrente e tensão do trafo 1..... | 59 |
| Figura 28 - Gráfico dos valores de fd para corrente e tensão do trafo 2..... | 60 |
| Figura 29 - Gráfico dos valores de Pst do trafo 1..... | 61 |

| | |
|--|----|
| Figura 30 - Gráfico dos valores de Pst do trafo 2..... | 62 |
| Figura 31 - Gráfico dos valores de frequência do trafo 1..... | 63 |
| Figura 32 - Gráfico dos valores de frequência do trafo 2..... | 64 |
| Figura 33 - Gráfico dos valores das potências do trafo 1..... | 65 |
| Figura 34 - Gráfico dos valores das potências do trafo 2..... | 66 |
| Figura 35 - Gráfico dos valores do fator de potência do trafo 1..... | 67 |
| Figura 36 - Gráfico dos valores do fator de potência do trafo 2..... | 67 |
| Figura 37 - Gráfico dos valores do fator de crista do trafo 1..... | 68 |
| Figura 38 - Gráfico dos valores do fator de crista do trafo 1..... | 69 |
| Figura 39 - Gráfico dos valores do fator k do trafo 1..... | 70 |
| Figura 40 - Gráfico dos valores do fator k do trafo 2..... | 71 |

LISTA DE TABELAS

| | |
|--|----|
| Tabela 1 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V) | 29 |
| Tabela 2 - Classificação das variações de tensão de curta duração..... | 29 |
| Tabela 3 - Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas..... | 31 |
| Tabela 4 - Fatores de ponderação e fator de impacto base de acordo com a tensão nominal..... | 32 |
| Tabela 5 - limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental)..... | 36 |
| Tabela 6 - Limites para os desequilíbrios de tensão..... | 39 |
| Tabela 7 – Valores limites para o indicador Pst..... | 42 |
| Tabela 8- Valores médio, mínimo e máximo das tensões para o trafo 1..... | 53 |
| Tabela 9 - Valores médio, mínimo e máximo das correntes para o trafo 1..... | 54 |
| Tabela 10 - Valores médio, mínimo e máximo das tensões para o trafo 2..... | 55 |
| Tabela 11 - Valores médio, mínimo e máximo das correntes para o trafo 2..... | 56 |
| Tabela 12 - Valores médios, máximos e mínimos de thd para corrente e tensão do trafo 1..... | 57 |
| Tabela 13 - Valores médios, máximos e mínimos de thd para corrente e tensão do trafo 2..... | 58 |
| Tabela 14 - Valores médios, máximos e mínimos de fd% para corrente e tensão do trafo 1..... | 59 |
| Tabela 15 - Valores médios, máximos e mínimos de fd% para corrente e tensão do trafo 2..... | 60 |
| Tabela 16- Valores médios, máximos e mínimos de Pst do trafo 1..... | 61 |
| Tabela 17 - Valores médios, máximos e mínimos de Pst do trafo 2..... | 62 |
| Tabela 18 - Valores médios, máximos e mínimos de frequência do trafo 1..... | 63 |
| Tabela 19 - Valores médios, máximos e mínimos de frequência do trafo 2..... | 64 |
| Tabela 20 - Valores médios, máximos e mínimos das potências do trafo 1..... | 65 |
| Tabela 21 - Valores médios, máximos e mínimos das potências do trafo 2..... | 66 |
| Tabela 22 - Valores médios, máximos e mínimos do fator de potência do trafo 1..... | 67 |
| Tabela 23 - Valores médios, máximos e mínimos do fator de potência do trafo 2..... | 68 |

| | |
|--|----|
| Tabela 24 - Valores médios, máximos e mínimos do fator de crista do trafo 1..... | 69 |
| Tabela 25 - Valores médios, máximos e mínimos do fator de crista do trafo 2..... | 69 |
| Tabela 26 - Valores médios, máximos e mínimos do fator k do trafo 1. | 70 |
| Tabela 27 - Valores médios, máximos e mínimos do fator k do trafo 2. | 71 |

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

| | |
|---------|--|
| A | Ampère |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica |
| BT | Baixa Tensão |
| CF | <i>Crest Factor</i> |
| CIGRÉ | <i>Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques</i> |
| DNAEE | Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica |
| ET | Estação Transformadora |
| FD | Fator de Desequilíbrio |
| FI | Fator de |
| FP | Fator de Potência |
| h | Horas |
| Hz | hetz |
| IEC | <i>International Electrotechnical Commission</i> |
| IEE | <i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i> |
| KF | <i>K Factor</i> |
| LED | <i>Light Emitting Diode</i> |
| MME | Ministério de Minas e Energia |
| MW | Mega-watts |
| MT | Média Tensão |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica |
| Plt | <i>Long-term flicker</i> |
| Pst | <i>Short-term flicker</i> |
| pu | por unidade |
| QEE | Qualidade de Energia Elétrica |
| RMS | <i>root mean square</i> |
| SEP | Sistema Elétrico de Potência |
| TA | Tensão de Atendimento |
| THD | Total harmonic Distortion |
| TL | Tensão de Leitura |

| | |
|------|--------------------------------------|
| TR | Tensão de Referência |
| V | Volt |
| VA | Volt-ampère |
| Var | volt-ampere reativo |
| VTCD | Variações de Tensão de Curta Duração |
| W | Watt |

SUMÁRIO

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | Introdução | 17 |
| 1.1 | Motivação | 18 |
| 1.2 | Objetivos | 18 |
| 1.3 | Estrutura do Trabalho | 18 |
| 2 | Sistema de Distribuição | 20 |
| 2.1 | Subtransmissão | 21 |
| 2.2 | Distribuição Primária | 21 |
| 2.3 | Distribuição Secundária | 22 |
| 3 | Qualidade da Energia Elétrica | 24 |
| 3.1 | Parâmetros para Análise da Qualidade de Energia Elétrica..... | 27 |
| 3.1.1 | Tensão e Corrente RMS | 27 |
| 3.1.2 | Distorção Harmônica de Tensão e Corrente | 33 |
| 3.1.3 | Desequilíbrio de Tensão e Corrente | 36 |
| 3.1.4 | Flutuação de Tensão..... | 39 |
| 3.1.5 | Frequência | 42 |
| 3.1.6 | Potência Ativa, Reativa e Aparente..... | 43 |
| 3.1.7 | Fator de Potência..... | 45 |
| 3.1.8 | Fator de Crista | 46 |
| 3.1.9 | Fator K | 48 |
| 4 | Qualidade de Energia Elétrica de um Hospital | 49 |
| 4.1 | Avaliação dos Dados Obtidos pelo Analisador | 51 |
| 4.1.1 | Tensão e Corrente RMS | 51 |
| 4.1.2 | Distorção Harmônica de Tensão e Corrente | 56 |
| 4.1.3 | Desequilíbrio de Tensão e Corrente | 59 |
| 4.1.4 | Flutuação de Tensão..... | 60 |
| 4.1.5 | Frequência | 62 |
| 4.1.6 | Potência Ativa, Reativa e Aparente..... | 64 |
| 4.1.7 | Fator de Potência..... | 66 |
| 4.1.8 | Fator de Crista | 68 |
| 4.1.9 | Fator K | 70 |

| | | |
|-----|--------------------|----|
| 4.2 | Recomendações..... | 71 |
| 5 | Conclusões | 74 |
| | Referências | 75 |

1 INTRODUÇÃO

A energia elétrica é um dos bens de consumo mais importante na sociedade atualmente, pois proporciona conforto, segurança, comodidade e desenvolvimento. A todo instante o ser humano faz uso de energia elétrica, até mesmo enquanto dorme com o ventilador ou o ar condicionado ligado, por exemplo. O uso da energia elétrica está tão imerso no cotidiano da pessoa, que às vezes nem se percebe o quão dependente se está até o momento em que ocorre uma interrupção no fornecimento da energia. Em casa, não se consegue assistir televisão, ou esquentar a comida no forno micro-ondas, ou carregar a bateria do celular, ou ligar o ventilador para aliviar o calor. No passeio público, as ruas ficam escuras, os sinais de trânsito não funcionam. Na indústria, a produção para se não existir um gerador no local. Enfim, são inúmeros prejuízos causados pela falta de energia.

Por esse motivo, todas as empresas de energia, desde a geração até a distribuição estão sempre trabalhando em conjunto para garantir ao consumidor a continuidade e a qualidade do serviço. O governo brasileiro atua na fiscalização e regulamentação desse serviço através da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que é vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Diversos fenômenos afetam a qualidade da energia, dentre eles pode-se citar: distorções harmônicas de tensão e de corrente, variações na amplitude da tensão, flutuações de tensão, desequilíbrio de tensão e corrente e variações na frequência.

A ANEEL começou a definir indicadores de qualidade relacionados aos fenômenos que afetam a qualidade da energia para um melhor controle. Esses indicadores são estabelecidos no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST, que compreende todos os procedimentos relacionados à qualidade de energia elétrica – QEE.

1.1 MOTIVAÇÃO

Devido à importância da qualidade de energia fornecida, os consumidores estão cada vez mais em busca do controle da energia que lhe é fornecida, principalmente os consumidores de médio e grande porte, que são os mais afetados financeiramente. Então, empresas de prestação de serviço passaram a utilizar analisadores de rede para avaliar a qualidade da energia dos estabelecimentos.

Por esse motivo, sentiu-se a necessidade de estudar os parâmetros fornecidos por um analisador e como eles devem ser avaliados de acordo com normatização nacional, pois alguns deles não foram abordados de maneira mais específica durante o curso de graduação.

1.2 OBJETIVOS

O objetivo desse trabalho foi descrever os parâmetros do analisador de rede e os indicadores de qualidade de energia necessários para avaliar a qualidade da energia elétrica de um hospital, conforme as normas. Além de apresentar os resultados obtidos pelo analisador instalado no hospital e determinar se esses resultados estão adequados para uma boa qualidade de energia elétrica.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

O Capítulo 1 é introdutório, faz a contextualização do trabalho, apresenta a motivação da discente para realizar o mesmo, estabelece os objetivos a serem alcançados e apresenta a estrutura do trabalho.

O Capítulo 2 apresenta o sistema de distribuição, com a descrição de sua estrutura que engloba a subtransmissão, a distribuição primária e a distribuição secundária.

O Capítulo 3 inicializa com a evolução da importância do controle da qualidade da energia. Depois aborda os parâmetros e indicadores necessários para a avaliação da qualidade da energia, dentre eles, a taxa de distorção harmônica total, o fator de desequilíbrio de tensão e corrente, o fator de crista e etc.

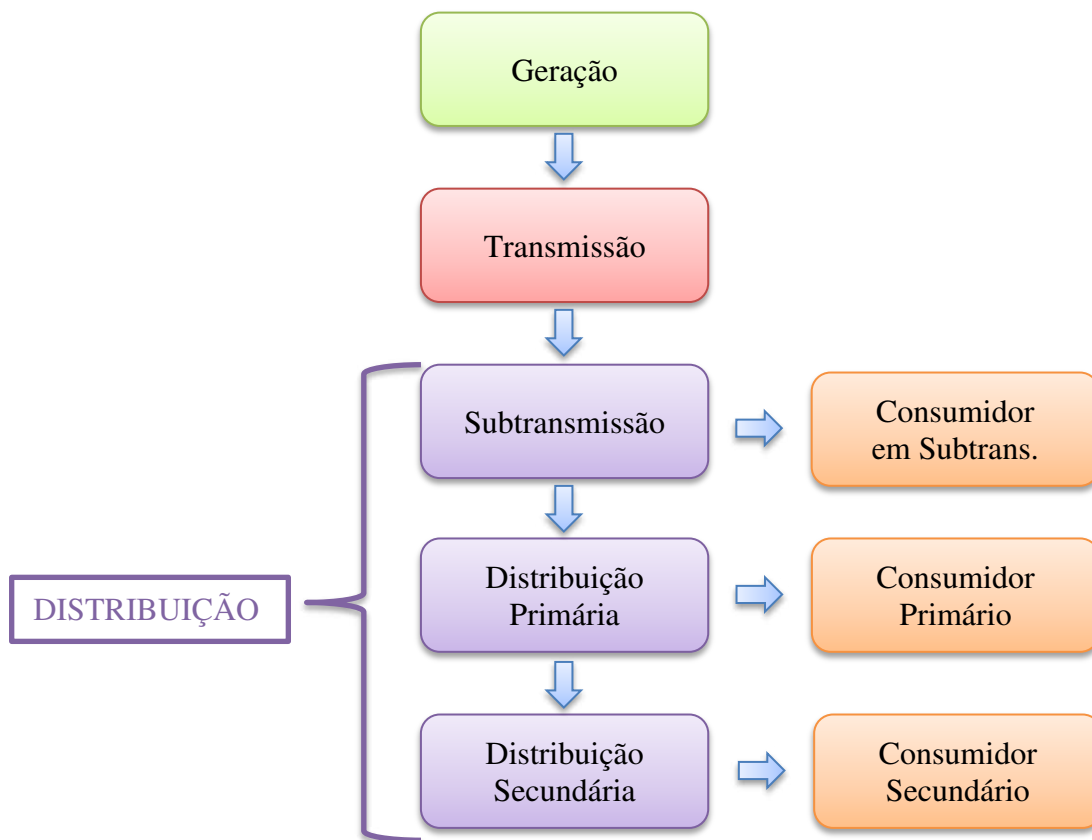
O Capítulo 4 traz os dados obtidos pelo analisador de rede instalado no hospital por um período de aproximadamente 72h, em cada ponto de entrada de energia. Esses dados são avaliados de acordo com as normas e estudos vigentes com relação à qualidade da energia elétrica. A partir disso, constataram-se problemas de qualidade de energia existentes e foram feitas recomendações a serem seguidas pela administração do hospital a fim de buscar soluções para os problemas.

O Capítulo 5 é conclusivo e destaca as principais conclusões do trabalho, como a importância do controle da qualidade da energia elétrica, os principais pontos observados durante a avaliação dos dados obtidos pelo analisador e as recomendações feitas.

2 SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

Os Sistemas Elétricos de Potência (SEP) englobam quatro grandes áreas: geração, transmissão, distribuição e utilização. Esses sistemas podem ser definidos como um conjunto de centrais elétricas, subestações de transformação e de manobra, linhas elétricas e receptores conectados eletricamente entre si. A distribuição é dividida em subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária (SOUZA, 1997). A Figura 1 mostra um diagrama de blocos típico da estrutura do SEP.

Figura 1 – Diagrama de blocos típico da estrutura do SEP, com detalhamento do Sistema de Distribuição.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

2.1 SUBTRANSMISSÃO

A subtransmissão é a parte do sistema que interliga a transmissão e a distribuição. É composta por linhas que derivam das subestações de subtransmissão e chegam às subestações de distribuição e possuem em geral níveis de tensão de 138, 69 e 34,5 kV de acordo com o Ministério de Minas e Energia (MME). Assim como as linhas de transmissão, as de subtransmissão são trifásicas a três condutores. Estas linhas têm a capacidade de transportar dezenas de MW por circuito e podem fornecer energia elétrica diretamente aos grandes consumidores, como grandes instalações industriais, estações de tratamento e bombeamento de água (UNESP, 2017).

2.2 DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIA

A distribuição primária se inicia nas subestações de distribuição, que são supridas pela rede de subtransmissão e responsáveis por transformar a tensão de subtransmissão para a de distribuição primária, com valor usual de 13,8 kV. Geralmente, a rede primária é constituída de circuitos trifásicos a três condutores e alimentam as subestações transformadoras e os consumidores primários. Dentre esses consumidores, têm-se prédios comerciais, shoppings centers, hospitais, indústrias de médio porte e instalações de iluminação pública, por exemplo.

No Brasil, as redes de distribuição primária são predominantemente aéreas, as quais possuem um menor custo se comparadas com as subterrâneas, que são geralmente usadas em grandes aglomerados urbanos, onde se tem uma maior densidade de carga ou quando existem restrições paisagísticas.

Apresenta-se na Figura 2 um exemplo de rede de distribuição aérea e na Figura 3 uma rede de distribuição subterrânea.

Figura 2 - Rede de Distribuição aérea.



Fonte: <http://www.adeel.com.br>

Figura 3 - Rede de Distribuição Subterrânea.



Fonte: www.osetoreletrico.com.br/por-baixo-da-terra/

2.3 DISTRIBUIÇÃO SECUNDÁRIA

As redes de distribuição secundárias são as que efetivamente vão fornecer energia à maioria dos consumidores residenciais, comerciais e industriais de pequeno porte. Essas redes partem das estações transformadoras. Estas são constituídas basicamente por transformadores, também chamados de transformadores de distribuição.

Tais transformadores reduzem a tensão da distribuição primária, ou média tensão - MT, para a tensão de distribuição secundária, ou baixa tensão - BT. O fornecimento de energia elétrica é então feito em valores de tensão de linha/fase usuais de 220/127 V, 230/115 V e 380/220 V.

Na Figura 4 traz-se um exemplo de estação transformadora.

Figura 4 - Estação Transformadora.



Fonte: <http://www.solucoesindustriais.com.br>

3 QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

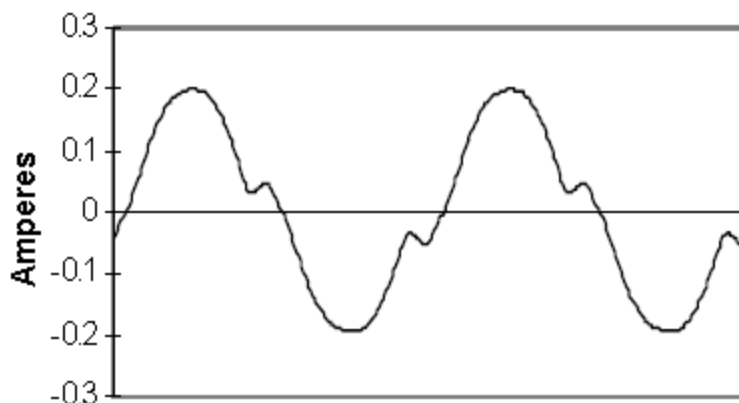
No Brasil, até a década de 70, o consumo de energia elétrica era bastante diferente do atual. Nessa época, a maioria dos consumidores residenciais possuíam cargas predominantemente resistivas, como lâmpadas incandescentes, chuveiros elétricos à resistência e ferro de passar roupas à resistência elétrica. Os outros tipos de cargas se resumiam a um aparelho de televisão e um refrigerador em cada residência (MEHL, 2016). Até então, não se observava uma grande exigência no controle da qualidade de energia elétrica fornecida que implicasse na elaboração de uma regulamentação. As concessionárias para realizarem uma projeção de melhoria de sua qualidade, se baseavam apenas nos dados históricos, pois não existia um instrumento unificado legal para o controle da qualidade (BERNARDO, 2013).

Com o passar dos anos, houve avanço tecnológico e a maioria das cargas elétricas passa a ser comandada eletronicamente. Os consumidores residenciais possuem atualmente diversos equipamentos eletrônicos, por exemplo, aparelhos de TV, forno de micro-ondas, computadores e vários outros eletrodomésticos. As lâmpadas incandescentes, que eram puramente resistivas, foram substituídas por lâmpadas com circuitos eletrônicos, as fluorescentes e as de LED.

As cargas eletrônicas possuem característica não linear, ou seja, se alimentadas por uma tensão senoidal apresentam uma corrente com forma de onda diferente, não senoidal. Conseqüentemente, essas cargas geram uma “poluição” na rede de energia elétrica, pois distorcem os sinais de tensão e corrente. Além disso, essas mesmas cargas sofrem diretamente com a má qualidade da energia elétrica fornecida (MEHL, 2016). O consumidor passa a perceber a má qualidade da energia elétrica, quando seus aparelhos eletro/eletrônicos começam a apresentar falhas de funcionamento, mesmo não ocorrendo interrupções no fornecimento de energia.

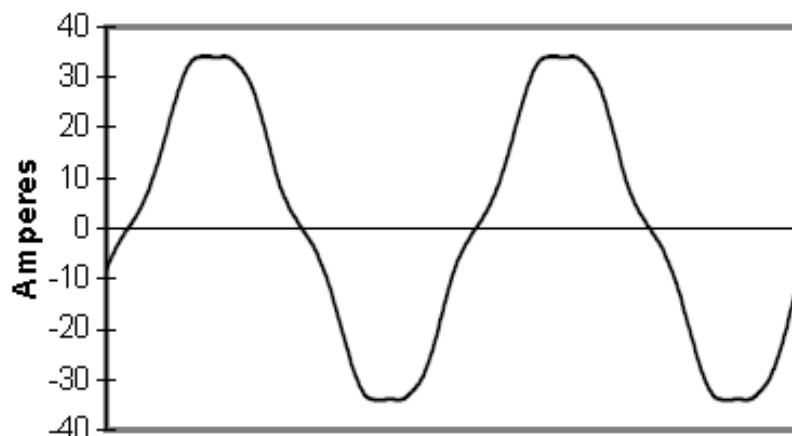
Exemplificam-se nas Figuras 5 e 6 as curvas de corrente para alguns tipos de cargas não lineares comumente utilizadas, como lâmpadas fluorescentes e ar condicionado.

Figura 5 - Corrente de uma Lâmpada Fluorescente, 227 V, THD=18,5 %.



Fonte: GRADY, 2012.

Figura 6 - Corrente de um Ar Condicionado Residencial, 240 V, THD=10,5%.



Fonte: GRADY, 2012.

A necessidade de se ter um controle da qualidade de energia aumentou. Em 1978, o extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) expediu a Portaria 46/1978 com o objetivo de definir legalmente, a nível nacional, a qualidade de energia elétrica, através do estabelecimento de indicadores de continuidade de fornecimento de energia elétrica a serem seguidos pelas concessionárias. Nessa Portaria foram definidos os indicadores coletivos DEC e FEC, o primeiro é a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e o segundo é a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (BERNARDO, 2013).

Com o desenvolvimento do país e a rápida reestruturação do setor elétrico brasileiro, somente os indicadores DEC e FEC não eram mais suficientes para o controle da qualidade de energia. Ao longo dos anos foram criados outros indicadores,

planos de melhorias contínuas e rotinas de aplicação de penalidades, para se atender as necessidades que vinham surgindo.

Atualmente, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, sucessora do DNAEE, é a responsável por regular o setor elétrico brasileiro. Em 2008, a ANEEL elaborou a primeira versão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, com finalidade de normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. No módulo 8 dos PRODIST são estabelecidos os procedimentos relativos à qualidade de energia elétrica – QEE, que abrange a qualidade do produto e a qualidade do serviço (ANEEL, 2016).

Com relação à qualidade do serviço, são definidas a metodologia padrão e as responsabilidades para apuração dos indicadores de continuidade e dos tempos de atendimento a ocorrências emergenciais. Já para a qualidade do produto, que é a energia elétrica em si, definem-se os fenômenos envolvidos, estabelecendo os seus indicadores e os valores de referência ou limites.

No módulo 8, tais fenômenos são divididos em regime permanente e transitório. Os de regime permanente são: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão e variação de frequência. Os de regime transitório são as variações de tensão de curta duração – VTCD (ANEEL, 2016). Esses fenômenos podem ser observados através de um analisador de rede instalado no ponto de entrada de energia elétrica do estabelecimento que se deseja analisar a qualidade de energia elétrica entregue.

Além dos parâmetros acima citados, o analisador de rede também fornece dados sobre a corrente elétrica, potência ativa, reativa e aparente, fator K e fator de crista. Todos esses parâmetros são descritos a seguir.

3.1 PARÂMETROS PARA ANÁLISE DA QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

3.1.1 TENSÃO E CORRENTE RMS

O valor RMS, do inglês *root mean square*, é a raiz do valor médio quadrático ou valor eficaz. De acordo com Mack Grady, o valor RMS, I_{rms} de um sinal periódico de corrente $i(t)$ pode ser definido pela expressão a seguir.

$$I_{rms}^2 = \frac{1}{T} \int_{t_0}^{t_0+T} i(t)^2 dt, \quad (1)$$

em que t_0 é o tempo inicial, T é o período do sinal em segundos, a mesma expressão pode ser usada para o cálculo da tensão RMS, V_{rms} . Como o analisador de rede trabalha colhendo amostras, a tensão/corrente RMS é calculada da seguinte forma, para meio período:

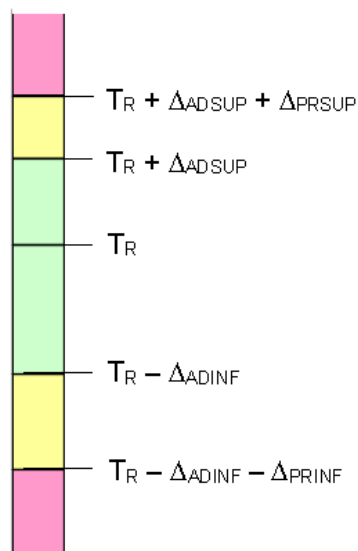
$$V_{rms} = \sqrt{\frac{1}{NSHC} \sum_{n:Zero}^{Next Zero} V_n^2}. \quad (2)$$

$$I_{rms} = \sqrt{\frac{1}{NSHC} \sum_{n:Zero}^{Next Zero} I_n^2}. \quad (3)$$

$NSHC$ é o número de amostras por meio ciclo, entre dois zeros consecutivos e n representa a amostra, que varia de uma passagem pelo zero até a próxima passagem pelo zero (*next zero*). A partir dos dados de corrente e tensão RMS coletados durante certo período, é possível gerar gráficos e observar se esses valores em regime permanente estão adequados. Como a corrente varia de acordo com a carga ligada à rede, a ANEEL estabelece no módulo 8 dos PRODIST valores de referência para a tensão de regime permanente.

Para efeito de análise da qualidade da energia elétrica, a tensão de atendimento ou tensão contratada, pode ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (T_R), de acordo com a Figura 7.

Figura 7 - Faixas de Tensão em Relação a de Referência



Fonte: Módulo 8 – PRODIST, 2016.

Onde:

T_R = tensão de referência;

Δ_{ADINF} = variação adequada inferior;

Δ_{ADSUP} = variação adequada superior;

Δ_{PRINF} = variação precária inferior;

Δ_{PRSUP} = variação precária superior.

As leituras classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, dependendo do quão afastada estão da tensão de referência. A região azul indica a faixa adequada de tensão ($T_R - \Delta_{ADINF}$, $T_R + \Delta_{ADSUP}$), a amarela são as faixas precárias de tensão ($T_R + \Delta_{ADSUP}$, $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$, $T_R - \Delta_{ADINF}$) e a rosa são as faixas críticas de tensão ($> T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $< T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$).

Na Tabela 1 apresenta-se a classificação dos valores de tensão medidos para pontos de conexão em tensão nominal de 380/220 V.

Tabela 1 – Pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (380/220 V)

| Tensão de Atendimento (TA) | Faixa de Variação da Tensão de Leitura - TL (Volts) |
|-----------------------------------|---|
| Adequada | $(350 \leq TL \leq 399) / (202 \leq TL \leq 231)$ |
| Precária | $(331 \leq TL < 350 \text{ ou } 399 < TL \leq 403) / (191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$ |
| Crítica | $(TL < 331 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$ |

Fonte: Módulo 8 – PRODIST, 2016.

O PRODIST também apresenta a classificação para variações de tensão de curta duração – VTCD. Essas variações são definidas como desvios significativos na amplitude do valor eficaz da tensão durante um intervalo de tempo inferior a 3 (três) minutos. A classificação dos tipos de variação é apresentada na Tabela 2.

Tabela 2 - Classificação das variações de tensão de curta duração.

| Classificação | Denominação | Duração da Variação | Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão de referência |
|-------------------------------------|----------------------------------|--|---|
| Varição Momentânea de Tensão | Interrupção Momentânea de Tensão | Inferior ou igual a três segundos | Inferior a 0,1 p.u |
| | Afundamento Momentâneo de Tensão | Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos | Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u |
| | Elevação Momentânea de Tensão | Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos | Superior a 1,1 p.u |
| Varição Temporária de Tensão | Interrupção Temporária de Tensão | Superior a três segundos e inferior a três minutos | Inferior a 0,1 p.u |
| | Afundamento Temporário de Tensão | Superior a três segundos e inferior a três minutos | Superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 p.u |
| | Elevação Temporária de Tensão | Superior a três segundos e inferior a três minutos | Superior a 1,1 p.u |

Fonte: Módulo 8 – PRODIST, 2016.

As expressões utilizadas para o cálculo dos indicadores associados com VTCD são as seguintes:

$$V_e = \frac{V_{res}}{V_{ref}} \times 100, \quad (4)$$

sendo:

V_e = amplitude do evento de VTCD (em %);

V_{res} = tensão residual do evento de VTCD (em Volt);

V_{ref} = tensão de referência (em Volt).

$$\Delta t_e = t_f - t_i, \quad (5)$$

sendo:

Δt_e = duração do evento de VTCD (em milissegundos);

t_f = instante final do evento de VTCD;

t_i = instante inicial do evento de VTCD.

$$f_e = n, \quad (6)$$

sendo:

f_e = frequência de ocorrência de eventos de VTCD;

n = quantidade de eventos de VTCD registrados no período de avaliação.

Logo, o Fator de Impacto - FI, para caracterização da severidade da incidência de eventos de VTCD, pode ser calculado conforme a seguinte expressão:

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \times fp_i)}{FI_{BASE}}, \quad (7)$$

sendo:

fei = frequência de ocorrência de eventos de VTCD, apuradas por meio de medição apropriada, em um período de 30 dias consecutivos, para cada região de sensibilidade *i*, sendo *i* = A, B, C, D, E, F, G, H e I.

fpi = fator de ponderação para cada região de sensibilidade *i*, estabelecido de acordo com a relevância do evento, correlacionando sua amplitude e duração.

FIBASE = Fator de Impacto base, obtido do somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências máximas de ocorrência em um período de 30 (trinta) dias de VTCD para cada região de sensibilidade.

As regiões de sensibilidade são definidas pela Tabela 3 e o Fator de Ponderação (fp) para cada região de sensibilidade e o Fator de Impacto base são indicados na Tabela 4.

Tabela 3 - Estratificação das VTCD com base nos níveis de sensibilidade das diversas cargas.

| Amplitude (pu) | Duração | | | | | | |
|----------------|---------------------|-------------------|-------------------|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| | [16,67 ms - 100 ms] | (100 ms - 300 ms] | (300 ms - 600 ms] | (600 ms - 1 seg] | (1 seg - 3 seg] | (3 seg - 1 min] | (1 min - 3 min] |
| > 1,15 | REGIÃO H | | | REGIÃO I | | | |
| (1,10 - 1,15] | REGIÃO H | | | REGIÃO I | | | |
| (0,85 - 0,90] | REGIÃO A | | | | | | |
| (0,80 - 0,85] | REGIÃO A | | | | | | |
| (0,70 - 0,80] | REGIÃO B | REGIÃO D | | REGIÃO G | | | |
| (0,60 - 0,70] | REGIÃO B | REGIÃO D | | REGIÃO F | | | |
| (0,50 - 0,60] | REGIÃO C | REGIÃO D | | REGIÃO F | | | |
| (0,40 - 0,50] | REGIÃO C | REGIÃO D | | REGIÃO F | | | |
| (0,30 - 0,40] | REGIÃO E | | REGIÃO D | | REGIÃO F | | |
| (0,20 - 0,30] | REGIÃO E | | REGIÃO D | | REGIÃO F | | |
| (0,10 - 0,20] | REGIÃO E | | REGIÃO D | | REGIÃO F | | |
| < 0,10 | REGIÃO E | | REGIÃO D | | REGIÃO F | | |

Fonte: Módulo 8 – PRODIST, 2016.

Tabela 4 - Fatores de ponderação e fator de impacto base de acordo com a tensão nominal.

| Região de Sensibilidade | Fator de Ponderação | Fator de Impacto Base (FI_{BASE}) | |
|-------------------------|---------------------|---------------------------------------|-------------------------|
| | | $1,0kV < V_n < 69kV$ | $69kV \leq V_n < 230kV$ |
| A | 0,00 | 2,13 | 1,42 |
| B | 0,04 | | |
| C | 0,07 | | |
| D | 0,15 | | |
| E | 0,25 | | |
| F | 0,36 | | |
| G | 0,07 | | |
| H | 0,02 | | |
| I | 0,04 | | |

Fonte: Módulo 8 – PRODIST, 2016.

O FI leva em consideração não somente a amplitude e a duração do evento, mas também a frequência de ocorrência. Esse indicador pode ser utilizado para o planejamento do sistema de distribuição, cujo valor de referência é de 1,0 pu para os sistemas de média e alta tensão, já para os sistemas de baixa tensão não são estabelecidos valores de referência (ANEEL, 2016).

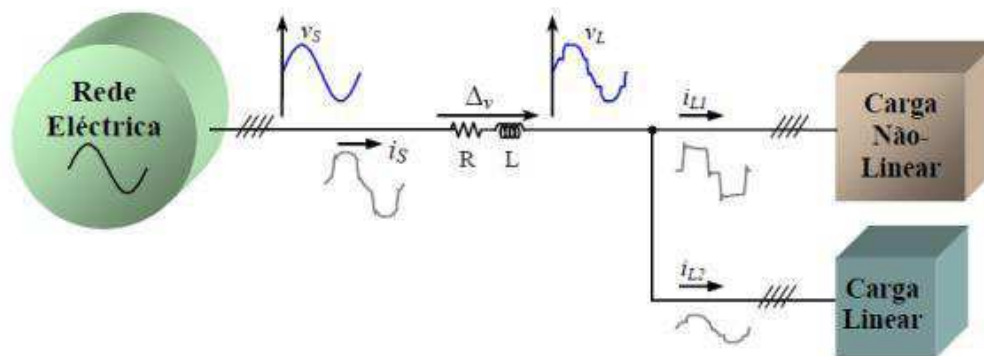
Existem diversas causas para essas variações de tensão. Os afundamentos geralmente ocorrem devido a faltas no sistema elétrico, principalmente curto-circuito nas redes de distribuição. Além disso, a tensão pode ser afundada por causa da partida de motores de grande porte ou da corrente *inrush* de transformadores. Uma das consequências é que pode prejudicar o funcionamento de equipamentos que são sensíveis, por exemplo, controladores programáveis e conversores de frequência que acionam motores de indução (ROCHA, 2016).

As faltas monofásicas são as principais causas das elevações de tensão. Quando ocorre um curto-circuito fase-terra na rede elétrica, a fase em curto tem sua tensão reduzida enquanto as tensões nas outras duas fases tendem a elevar. Como essa elevação geralmente dura dezenas de milissegundos, os supressores de sobretensão, que são dimensionados para drenar a energia em dezenas de microssegundos, podem ser danificados (ROCHA, 2016).

3.1.2 DISTORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO E CORRENTE

A ANEEL define distorções harmônicas como sendo fenômenos associados a deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental. As cargas não lineares conectadas a rede geram correntes harmônicas e essas correntes geram tensões harmônicas nas impedâncias da rede, causando também uma deformação da tensão de alimentação. Na Figura 8 mostra-se um exemplo geral das formas de onda de corrente e tensão para uma carga não linear e para uma carga linear, alimentadas pela rede elétrica. Pode-se observar que a carga não linear solicita corrente elétrica não senoidal.

Figura 8 – Cargas não linear e linear alimentadas pela rede elétrica.



Fonte: <http://www.sinus-pq.dei.uminho.pt/includes/qee.html>.

A qualidade da energia elétrica é bastante afetada com a circulação das harmônicas na rede, pois vários prejuízos são originados (SCHNEIDER, PROCOBRE, 2003):

- Sobrecarga das redes de distribuição por aumento da corrente eficaz;
- Sobrecarga dos condutores de neutro em razão da soma das harmônicas de ordem 3 geradas pelas cargas monofásicas;
- Sobrecarga, vibrações e envelhecimento dos alternadores, transformadores, motores;
- Sobrecarga e envelhecimento dos capacitores de compensação de energia reativa;
- Deformação da tensão de alimentação pode perturbar receptores sensíveis;

- Perturbação das redes de comunicação ou das linhas telefônicas.

A forma mais usada de se mensurar as harmônicas é através da distorção harmônica total, do inglês *total harmonic distortion* – THD. O valor de THD é definido como o valor RMS das harmônicas, considerando até a 50ª ordem e excluindo as interharmônicas, dividido pelo valor RMS da fundamental. Quando necessário, pode-se incluir as harmônicas acima da 50ª ordem. Esse conceito é válido tanto para o cálculo da distorção de corrente, quanto para distorção de tensão (IEEE, 2014).

De forma geral, tem-se que o THD para um sinal y é dado pela fórmula:

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} y_h^2}}{y_1}. \quad (8)$$

Segundo o *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE), o indicador THD em tensão é considerado aceitável para valores inferiores a 8%, em níveis de tensão abaixo de 1,0 kV. Para a corrente, o valor normal da distorção harmônica é sempre abaixo de 20%, dependendo da máxima demanda de corrente.

Por outro lado, a ANEEL não estabelece limites para a distorção harmônica de corrente. No módulo 8 dos PRODIST são apresentados os seguintes indicadores para avaliação da distorção harmônica de tensão:

- Distorção harmônica individual de tensão de ordem h ($DIT_h\%$):

$$DIT_h\% = \frac{V_h}{V_1} \times 100, \quad (9)$$

em que, h corresponde a ordem harmônica individual.

- Distorção harmônica total de tensão ($DTT\%$):

$$DTT\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \times 100, \quad (10)$$

em que, h corresponde a todas as ordens harmônicas de 2 até h_{max} , que é a máxima ordem considerada, em geral, no mínimo 40.

- Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 ($DTT_p\%$):

$$DTT_p\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_p} V_h^2}}{V_1} \times 100, \quad (11)$$

em que, h corresponde a todas as ordens harmônicas pares, não múltiplas de 3 ($h = 2, 4, 8, 10, 14, 16, 20, 22, 26, 28, 32, 34, 38, \dots$) e h_p é a máxima ordem harmônica par, não múltipla de 3.

- Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 ($DTT_i\%$):

$$DTT_i\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{h_i} V_h^2}}{V_1} \times 100, \quad (12)$$

em que, h corresponde a todas as ordens harmônicas ímpares, não múltiplas de 3 ($h = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23, 25, 29, 31, 35, 37, \dots$) e h_i é a máxima ordem harmônica ímpar, não múltipla de 3.

- Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 ($DTT_3\%$):

$$DTT_3\% = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} \times 100, \quad (13)$$

em que, h corresponde a todas as ordens harmônicas múltiplas de 3 ($h = 3, 6, 9, 12, 15, 18, 21, 24, 27, 30, 33, 36, 39, \dots$) e $h3$ é a máxima ordem harmônica múltipla de 3.

Na Tabela 5 constam os limites definidos pelas ANEEL para as distorções harmônicas totais para cada faixa de valores de tensão nominal.

Tabela 5 - limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental).

| INDICADOR | TENSÃO NOMINAL | | |
|-----------|---------------------------|--|---|
| | $V_n \leq 1,0 \text{ kV}$ | $1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$ | $69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$ |
| $DTT\%$ | 10,0% | 8,0% | 5,0% |
| $DTT_p\%$ | 2,5% | 2,0% | 1,0% |
| $DTT_i\%$ | 7,5% | 6,0% | 4,0% |
| $DTT_3\%$ | 6,5% | 5,0% | 3,0% |

Fonte: Módulo 8 – PRODIST, 2016.

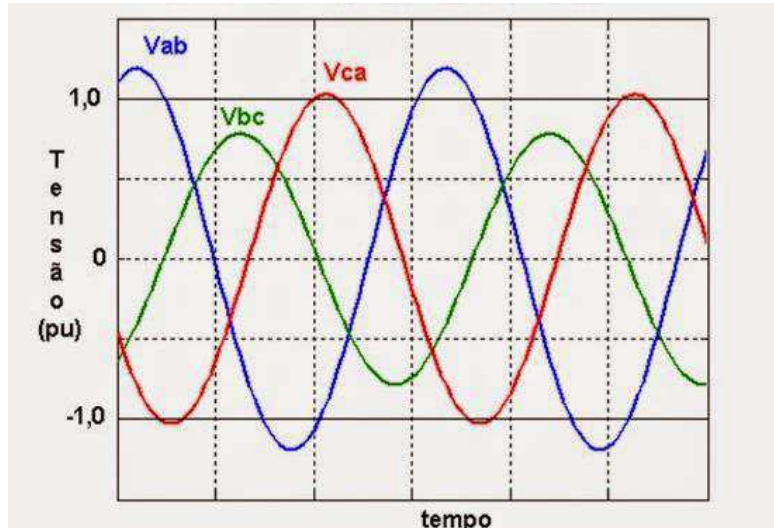
3.1.3 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO E CORRENTE

A ANEEL define o desequilíbrio de tensão como sendo um fenômeno caracterizado por qualquer diferença verificada nas amplitudes entre as três tensões de fase de um determinado sistema trifásico, e/ou na defasagem elétrica de 120° entre as tensões de fase do mesmo sistema.

Em condições normais, os sistemas trifásicos possuem tensões senoidais, com valores de magnitude iguais e com defasamento de 120° entre as fases. Porém, diversas situações podem levar ao desequilíbrio das tensões existentes no sistema de distribuição

e nas instalações de baixa tensão. Apresenta-se na Figura 9 um exemplo de um sistema trifásico desequilibrado.

Figura 9 - tensões de linha de um sistema trifásico desequilibrado.



Fonte: MARTINHO, 2010.

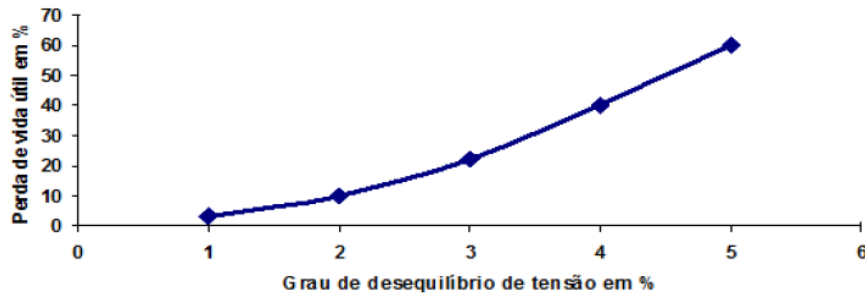
A situação mais comum é o desbalanceamento na distribuição de cargas monofásicas, que leva ao desequilíbrio de corrente e conseqüentemente ao desequilíbrio de tensão. Inicialmente, na fase de projeto, as cargas são instaladas de forma equilibrada, entretanto, o uso dessas cargas varia de acordo com a necessidade, sendo ligadas e desligadas ao longo do dia. Por isso, as correntes nas fases acabam sendo desequilibradas gerando o desequilíbrio das tensões devido às quedas de tensão diferentes em cada fase (ROCHA, 2016).

Outra situação ocorre nas linhas de transmissão aéreas. As capacitâncias intrínsecas entre os condutores das diferentes fases não são iguais, por causa da disposição geométrica dos condutores de fases. Logo, as fases terão diferentes parâmetros causando distintas quedas de tensão na passagem de corrente elétrica, gerando um desequilíbrio. Para reduzir esse problema, geralmente, utiliza-se o método da transposição das fases.

As conseqüências do desequilíbrio de tensão são várias, por isso esse fenômeno é considerado um problema sério de qualidade de energia. A circulação da componente de sequência negativa no sistema elétrico pode resultar em perdas adicionais de energia, diminuição da capacidade de transmissão de energia através da componente de sequência positiva, aquecimento adicional de equipamentos e prejuízo na operação de motores de indução. Nesses motores ocorre a redução da eficiência, o aumento da

temperatura, além de reduzir a vida útil (ROCHA, 2016). Mostra-se na Figura 10 o comportamento exponencial da perda de vida útil com o aumento do desequilíbrio de tensão.

Figura 10 - Relação entre a perda de vida útil e o desequilíbrio.



Fonte: ROCHA, 2016.

A fim de mensurar o grau de desequilíbrio de tensão, o módulo 8 – PRODIST apresenta o método das componentes simétricas. Por esse método, o grau de desequilíbrio é calculado pela relação entre os módulos da tensão de sequência negativa e da tensão de sequência positiva, conforme a fórmula a seguir.

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} 100, \quad (14)$$

em que $FD\%$ é o fator de desequilíbrio de tensão, V_- é a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa e V_+ é a magnitude da tensão eficaz de sequência positiva, da frequência fundamental.

Como o método das componentes simétricas envolve cálculos vetoriais, que normalmente não são práticos, outros métodos foram desenvolvidos para simplificar os cálculos. Um deles foi elaborado pelo CIGRÉ (*Congress Internationale des Grand Réseaux Électriques a Haute Tension*), conforme a expressão (15), que utiliza as tensões de linha. Esse método é o que mais se aproxima dos valores do método original, de acordo com estudos comparativos realizados por TEODORO (2005).

$$FD\% = 100 \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}}, \quad (15)$$

sendo β calculado pela expressão (16).

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2}, \quad (16)$$

em que, V_{ab} , V_{bc} e V_{ca} são as magnitudes das tensões eficazes de linha, na frequência fundamental.

Os limites correspondentes aos valores máximos desejáveis para o indicador de desequilíbrio de tensão são apresentados na Tabela 6.

Tabela 6 - Limites para os desequilíbrios de tensão

| INDICADOR | TENSÃO NOMINAL | |
|-----------|---------------------------|---|
| | $V_n \leq 1,0 \text{ kV}$ | $1,0 \text{ kV} < V_n < 230 \text{ kV}$ |
| FD% | 3,0% | 2,0% |

Fonte: Módulo 8 – PRODIST, 2016.

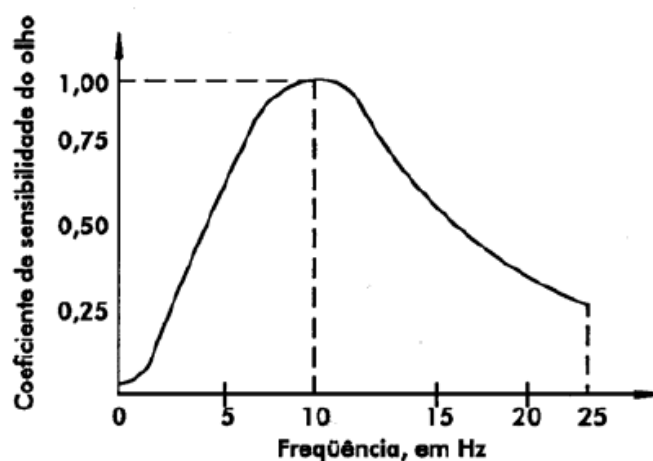
O PRODIST não define um indicador para o grau de desequilíbrio da corrente, porém o analisador de rede utiliza o método das componentes simétricas tanto para calcular valores para o desequilíbrio de tensão quanto os de corrente.

3.1.4 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

O fenômeno da flutuação de tensão é caracterizado pela variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz ou de pico da tensão. Em geral, a frequência dessa variação atinge valores de no máximo 25 Hz.

A variação da intensidade da tensão de alimentação causa uma variação do fluxo luminoso, conhecido como cintilação luminosa ou *flicker*. Esse efeito de cintilação luminosa pode causar grande desconforto ao ser humano, pois gera uma impressão visual da variação do fluxo de luminoso. Além disso, a pessoa pode sentir fadiga, redução do nível de concentração, desconforto visual e irritabilidade. Apresenta-se na Figura 11 a curva de sensibilidade do olho humano.

Figura 11 - Curva de sensibilidade do olho humano.



Fonte: MEHL.

O *flicker* é mais perceptível em lâmpadas incandescentes do que em lâmpadas fluorescentes. Apesar de atualmente o uso de lâmpadas incandescentes esteja escasso, os estudos com relação a este efeito continuam em função dos problemas causados em outras cargas em sistemas de automação, controle e tecnologia da informação. No entanto, mesmo sistemas de iluminação fluorescentes ou de vapor também apresentam problemas de operação devido ao fenômeno.

Uma das causas desse fenômeno são as grandes cargas com ciclo variável. A variação da corrente dessas cargas provoca a variação da tensão, pelo fato de que essa corrente circula pela impedância do sistema elétrico até chegar à carga. Fortes exemplos desses tipos de cargas são os fornos a arco e os acionadores de laminadores, apresentados nas Figuras 12 e 13.

Figura 12 - Exemplo de fornos a arco.



Fonte: made-in-china.com

Figura 13 - Exemplo de laminadores.



Fonte: mecanicaindustrial.com.br

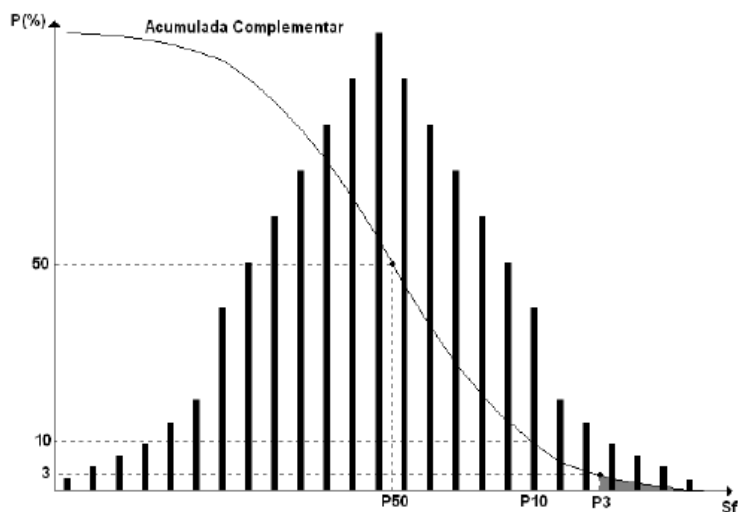
A severidade da cintilação é mensurada pelos indicadores P_{st} (Severidade de Flutuação de Tensão de Curta Duração, no inglês *short-term flicker*) e P_{lt} (Severidade de Flutuação de Tensão de Longa Duração, no inglês *long-term flicker*), definidos pela IEC (*International Electrotechnical Commission*) na norma 61000-4-15: *Flickermeter – Functional and design specifications*.

Esses mesmos indicadores foram adotados no Brasil, pela ANEEL. O P_{st} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos. Da mesma forma, o P_{lt} representa a severidade dos níveis de cintilação luminosa associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas. Os cálculos para a obtenção do P_{st} e do P_{lt} são apresentados a seguir.

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}}, \quad (17)$$

em que, P_i ($i= 0,1; 1; 3; 10; 50$) corresponde ao nível de flutuação de tensão que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo, obtido a partir da função de distribuição acumulada complementar, apresentada na Figura 14.

Figura 14 - Distribuição acumulada complementar da sensação de cintilação.



Fonte: PRODIST – Módulo 8, 2016.

O P_{lt} será um valor representativo de doze amostras consecutivas de P_{st} , de acordo com a expressão:

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3}. \quad (18)$$

Na Tabela 7 são fornecidos os limites a serem utilizados para a avaliação do desempenho do sistema de distribuição quanto às flutuações de tensão, que correspondem aos valores máximos aceitáveis no sistema de distribuição.

Tabela 7 – Valores limites para o indicador P_{st} .

| INDICADOR | TENSÃO NOMINAL | | |
|-----------|---------------------------|--|---|
| | $V_n \leq 1,0 \text{ kV}$ | $1,0 \text{ kV} < V_n < 69 \text{ kV}$ | $69 \text{ kV} \leq V_n < 230 \text{ kV}$ |
| P_{st} | 1,0 pu | 1,5 pu | 2,0 pu |

Fonte: PRODIST – Módulo 8, 2016.

3.1.5 FREQUÊNCIA

A frequência padronizada no Brasil é 60 Hz para todo o sistema elétrico. Esse valor pode variar de 0,1 Hz para mais ou para menos em condições normais de

operação, ou seja, pode estar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz, conforme estabelecido no módulo 8 dos PRODIST.

Se ocorrer no sistema de distribuição algum tipo de distúrbio, as instalações de geração devem garantir que a frequência do sistema volte para uma faixa de 59,5 a 60,5 Hz, no tempo máximo de 30 (trinta) segundos, a fim de garantir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

No caso em que seja necessário o corte de geração ou de carga para se permitir o equilíbrio carga-geração durante a ocorrência do distúrbio, a frequência não pode ser inferior a 56,5 Hz e nem superior a 66 Hz, em condições extremas. Além disso, a frequência só pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos, acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos, abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 5 (cinco) segundos.

3.1.6 POTÊNCIA ATIVA, REATIVA E APARENTE

Para sistemas lineares com excitação senoidal, a potência ativa (P), também denominada de potência real, é a média da potência instantânea absorvida pela carga resistiva (GLOVER, 2012). Em outras palavras, é a potência que efetivamente realiza trabalho gerando calor, movimento, luz, etc. A sua unidade de medida é W (watts) e pode ser calculada da seguinte forma:

$$P = V I \cos(\delta - \beta), \quad (19)$$

sendo V e I os módulos da tensão e corrente, respectivamente e $(\delta - \beta)$ a defasagem entre os fasores de tensão e corrente.

Por outro lado, a potência reativa, Q , não realiza trabalho em si, mas ajuda a manter os campos eletromagnéticos das cargas indutivas, presente em motores, transformadores, reatores de lâmpadas, etc. Q é a potência consumida pela carga reativa do sistema (GLOVER, 2012). A expressão a seguir serve pra calcular a potência reativa, que utiliza as mesmas grandezas da potência ativa, mas calcula o seno da defasagem entre tensão e corrente em vez do cosseno. Sua unidade de medida é o var (volt-ampere reativo).

$$Q = V I \sin(\delta - \beta). \quad (20)$$

A potência aparente (S) é o produto dos módulos da tensão e corrente, como explicitado pela equação (21). A sua medida é expressa em volt-ampère (VA).

$$S = V I . \quad (21)$$

Quando se tem um sistema trifásico desequilibrado, as potências são calculadas com base nos valores eficazes de tensão e corrente efetivos. Esses valores, V_e e I_e são dados em relação ao valor eficaz da componente fundamental (V_{e1} e I_{e1}) e ao valor eficaz que compreende todas as componentes harmônicas (V_{eH} e I_{eH}), como mostra as equações (22) e (23).

$$V_e = \sqrt{V_{e1}^2 + V_{eH}^2} . \quad (22)$$

$$I_e = \sqrt{I_{e1}^2 + I_{eH}^2} . \quad (23)$$

A potência ativa de cada fase é então calculada por:

$$P_f = V_1 I_1 (\delta_1 - \beta_1) + \sum_{h \neq 1} V_h I_h (\delta_h - \beta_h) , \quad (24)$$

em que: V_1 e I_1 são as componentes fundamentais de tensão e corrente, respectivamente; $\delta_1 - \beta_1$ é a defasagem entre V_1 e I_1 ; V_h e I_h correspondem às componentes harmônicas de tensão e corrente, respectivamente e $\delta_h - \beta_h$ é a defasagem entre V_h e I_h .

A potência aparente efetiva trifásica será dada por:

$$S_e = 3V_e I_e . \quad (25)$$

Logo, a potência reativa efetiva é calculada pelo analisador de rede da seguinte forma:

$$Q_e = \sqrt{S_e^2 - P^2}, \quad (26)$$

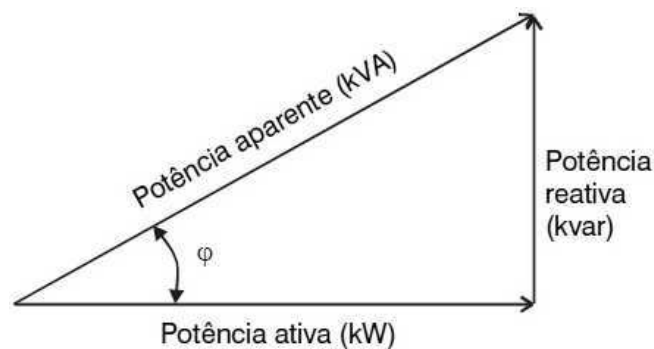
em que P é a soma das potências ativas de cada fase, $P_1+P_2+P_3$.

A partir da obtenção dessas potências, pode-se calcular o fator de potência que é um indicador muito importante pra a qualidade de energia. Esse indicador será apresentado a seguir.

3.1.7 FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência (fp) representa a eficiência do uso de energia, quanto maior o seu valor, mais eficiente é o consumo de energia. Matematicamente, o fp é a razão entre a potência ativa e a potência aparente. Observando o triângulo de potências da Figura 15, o fp é igual ao cosseno do ângulo φ .

Figura 15 - Triângulo de potências.



Fonte: <http://www.engeletrica.com.br>

Logo,

$$fp = \frac{P}{S} = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} = \cos(\varphi), \quad (27)$$

sendo P a potência ativa; S a potência aparente; Q a potência reativa e φ o ângulo entre P e S .

Segundo GRADY (2012), quando existem harmônicas nos sinais de corrente e de tensão, ou seja, para sistemas não lineares, o fator de potência real é dado por:

$$fp = \frac{P_1 + P_2 + P_{3+\dots}}{V_1 \sqrt{1 + THD_V^2} I_1 \sqrt{1 + THD_I^2}}, \quad (28)$$

em que o denominador é composto pela soma das potências médias de todas as componentes, onde P_1 é a potência média da fundamental, P_2 é a potência correspondente à segunda harmônica e assim por diante; THD_V é a distorção harmônica da tensão e THD_I é a distorção harmônica da corrente.

Em geral, as potências das harmônicas são bem menores que a potência da fundamental e a distorção harmônica da tensão é menor que 10%. Então, a expressão (28) pode ser simplificada:

$$fp \approx \frac{P_1}{V_1 I_1 \sqrt{1 + THD_I^2}}. \quad (29)$$

Portanto, o fator de potência de uma carga não linear é limitado pela sua THD_I . Se, por exemplo, um computador tem uma THD_I de 100%, o fator de potência desse computador nunca vai exceder 0,707.

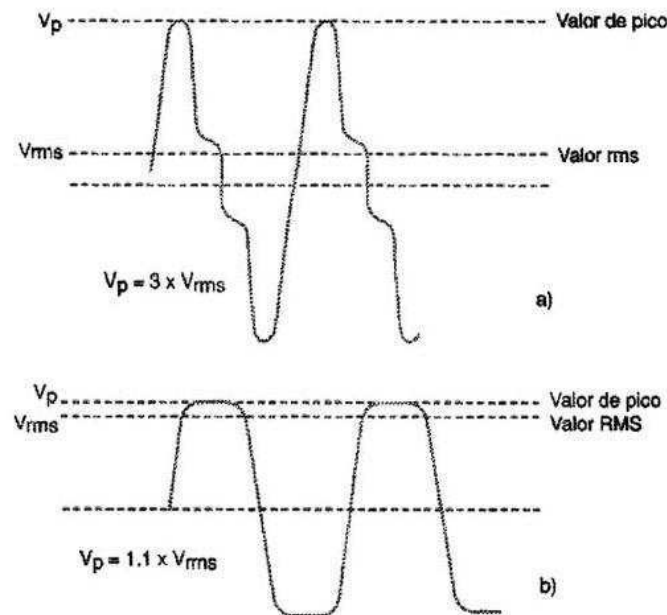
No sistema de distribuição de energia, o fp é constantemente controlado e deve estar dentro da faixa de valores de referência estabelecidos pela ANEEL. Para unidade consumidora ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o fator de potência no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 (noventa e dois centésimos) e 1,00 (um) indutivo ou 1,00 (um) e 0,92 (noventa e dois centésimos) capacitivo, de acordo com regulamentação vigente.

As maiores vantagens em se manter o fator de potência próximo da unidade são a redução do preço da fatura de energia elétrica, a liberação de capacidade em kVA dos transformadores, a liberação da capacidade de transferir potência dos alimentadores, a redução nas perdas de energia para a transferência de potência entre a concessionária e o consumidor e a menor queda de tensão, devido à diminuição do valor eficaz da corrente, melhorando a regulação da tensão nas instalações.

3.1.8 FATOR DE CRISTA

Denomina-se fator de crista de qualquer forma de onda a relação entre o valor de pico e o valor RMS. Para uma forma de onda perfeitamente senoidal, o fator de crista é 1,4142 (raiz quadrada de 2). No entanto, é fácil perceber que se tivermos uma forma de onda com picos de maior intensidade e curta duração como mostrado na Figura 16, o fator de crista será maior e com sinais mais "achatados" o fator de crista será menor.

Figura 16 - (a) forma de onda com picos elevados e (b) forma de onda achatada.



Fonte: <http://www.newtoncbraga.com.br>

Apesar da ANEEL não estabelecer esse indicador nas normas, o fator de crista é um dos parâmetros calculados pelo analisador de rede e possui a formulação (30) para o caso da corrente e (31) para a tensão.

$$CF_I = \frac{I_p}{I_{RMS}} \quad (30)$$

$$CF_V = \frac{V_p}{V_{RMS}} \quad (31)$$

De acordo com Schneider e Procobre, o fator de crista típico das correntes absorvidas pelas cargas não lineares é muito superior a $\sqrt{2}$ e pode tomar valores iguais a

1,5 ou 2, chegando até 5 nos casos críticos. Um fator de crista muito elevado significa sobrecargas pontuais consideráveis. Estas sobrecargas, detectadas pelos dispositivos de proteções, podem ser a origem dos disparos intempestivos.

3.1.9 FATOR K

Com a presença de correntes harmônicas, as perdas nos transformadores aumentam. As perdas por histerese, que são causadas pela magnetização e a alternância na orientação dos dipolos magnéticos que provoca o atrito entre eles gerando calor, elevam-se de forma proporcional com o aumento da frequência das correntes magnetizantes. Outro tipo de perda é a perda por correntes parasitas de Foucault, causadas pela variação do fluxo magnético e são proporcionais ao quadrado da frequência das correntes circulantes. Também é possível dizer que a presença de harmônicas provoca um aquecimento extra no alumínio devido ao agravamento do efeito pelicular (no inglês, *skin-effect*) (MATTOS, 2011).

O fator K foi desenvolvido com o objetivo de fornecer uma medida da capacidade dos transformadores de alimentar cargas distorcidas sem sofrer sobreaquecimento, principalmente para os transformadores a seco (GRADY, 2012).

Os transformadores com designação K possuem alguns itens diferenciados de projeto e construção, como blindagem eletrostática entre os enrolamentos, isolamento classe 220°C, secundário com dois condutores paralelos para redução do efeito pelicular, fiação de neutro de seção duplicada, fluxo reduzido, maior eficiência térmica, etc (MATTOS, 2011).

Apresenta-se a seguir a expressão para o cálculo do fator K (KF), que em geral assume valores até 10 (dez) (GRADY, 2012).

$$KF = \frac{\sum_{h=1}^{\infty} h^2 I_h^2}{\sum_{h=1}^{\infty} I_h^2}, \quad (32)$$

em que, I_h é o valor da corrente harmônica na frequência de ordem h .

O Fator K igual a 1 indica uma carga linear, ou seja, sem harmônicas. Quanto maior for o valor do fator K, maior serão os efeitos de aquecimento causados pelas harmônicas.

4 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA DE UM HOSPITAL

O hospital em estudo, que por motivos de privacidade não será identificado, é alimentado diretamente pela rede de distribuição elétrica primária da concessionária local, em média tensão, 13,8 kV. O fornecimento de energia elétrica é feito em ligação trifásica através de 2 (duas) subestações aéreas 13,8/0,38/0,22 kV pertencentes ao hospital.

Para verificar a qualidade da energia elétrica do hospital, foi utilizado um analisador de rede, também chamado de analisador de qualidade de energia, da marca MEGABRAS AEMC – Modelo PowerPad 8335 - 600 V CAT IV, 1000 V CAT III, que

dispõe de uma precisão de tensão de 0,1%, o que o coloca em conformidade total com a norma IEC 61000-4-30, Classe A e o PRODIST. Na Figura 17 apresenta-se esse modelo de analisador.

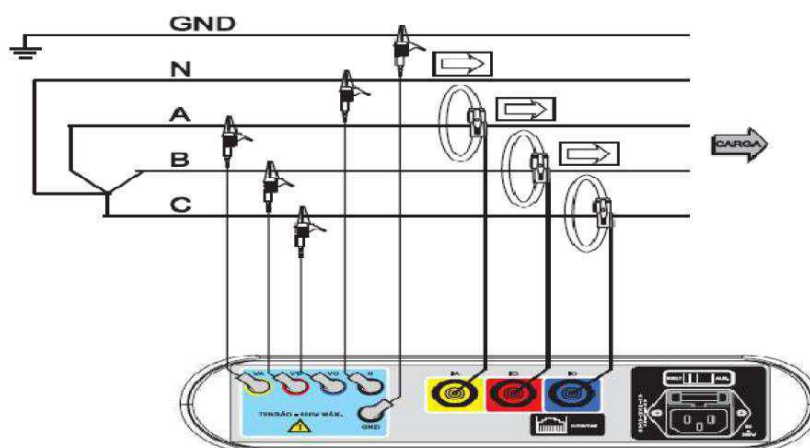
Figura 17 - Analisador de rede modelo Powerpad 8335.



Fonte: PowerPad 8335 User Manual, AEMC Instruments.

Esse equipamento foi primeiramente instalado no barramento 380/220 V alimentado pelo transformador 1 e posteriormente no barramento 380/220 V alimentado pelo transformador 2. Para cada caso, o analisador colheu dados por um período de aproximadamente 72 (setenta e duas) horas, com intervalo de 2 (dois) minutos entre as amostras. Na Figura 18, é apresentado o esquema de ligação feito nos barramentos conectados aos transformadores.

Figura 18 - Esquema de ligação do analisador aos barramentos.



Fonte: ROCHA, 2016.

Dentre os parâmetros fornecidos pelo analisador têm-se: tensão e corrente RMS, distorção harmônica de tensão e corrente, desequilíbrio de tensão e corrente, flutuação de tensão, frequência, potência ativa, reativa e aparente, fator de potência, fator de crista e fator K. Os dados desses parâmetros para cada transformador serão apresentados a seguir, bem como a análise dos mesmos com relação à qualidade da energia.

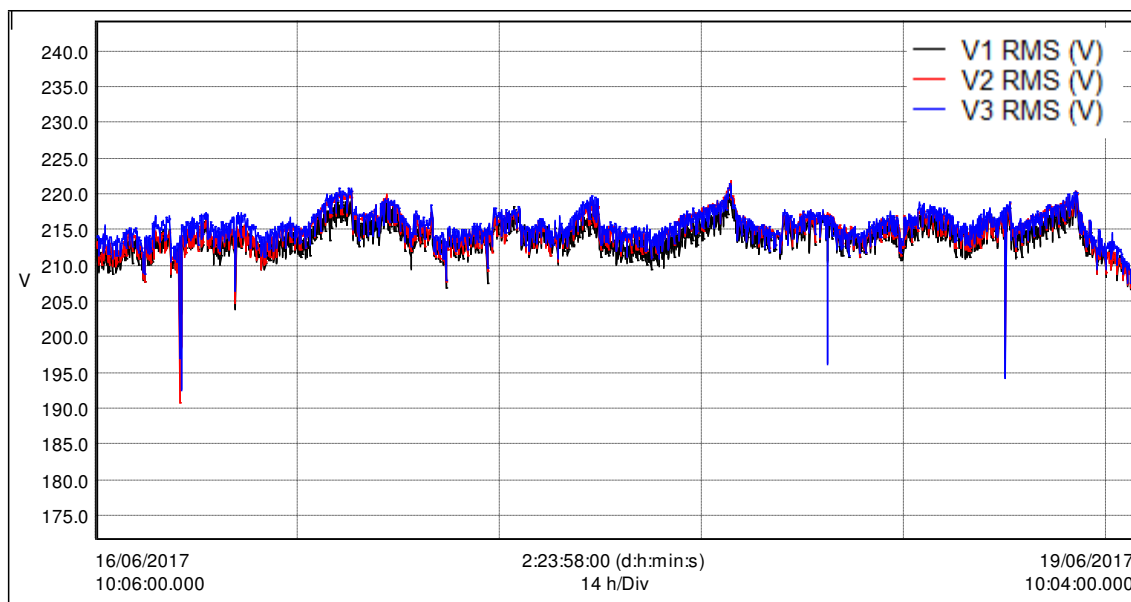
4.1 AVALIAÇÃO DOS DADOS OBTIDOS PELO ANALISADOR

4.1.1 TENSÃO E CORRENTE RMS

- **Transformador 1**

A partir do gráfico da Figura 19, que apresenta os valores de tensão durante todo o período de análise, podem-se observar alguns momentos de desvios significativos de tensão.

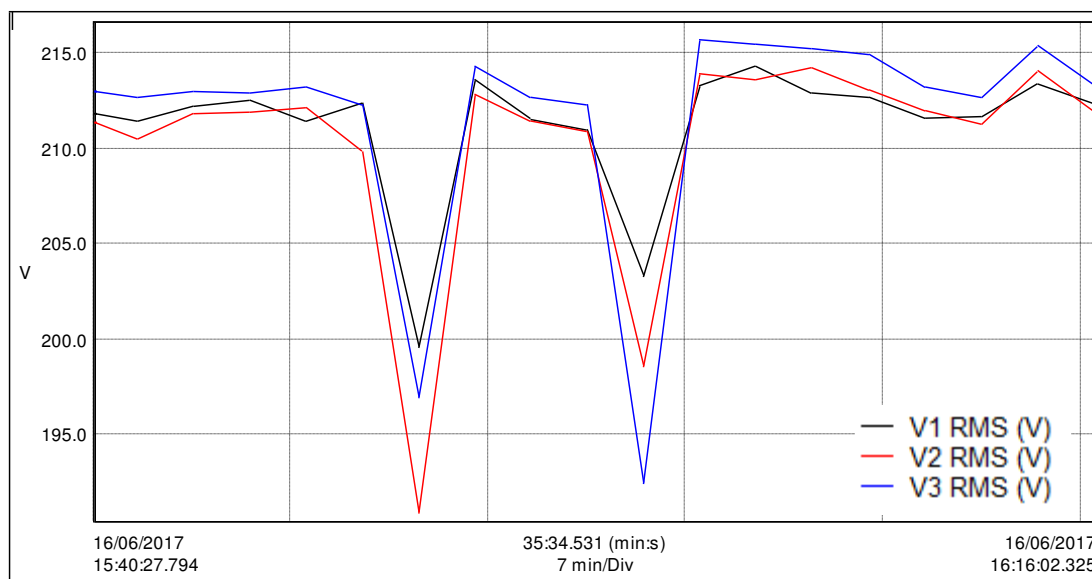
Figura 19 - Gráfico dos valores das tensões de fase do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Ao ampliar o gráfico no primeiro instante de desvio, verifica-se que as três tensões das fases V1, V2 e V3, apresentaram afundamentos, alcançando valores abaixo de 200 V, como mostra o gráfico da Figura 20. Também se observa que a duração desses eventos foi inferior a 3 minutos. Portanto, de acordo com a classificação de VTCD, esses desvios de tensão são considerados afundamentos temporários de tensão.

Figura 20 - Gráfico ampliado dos valores das tensões de fase do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

O analisador de rede também fornece os valores mínimos e máximos que cada fase atingiu, além do valor médio das amostras, conforme a Tabela 8.

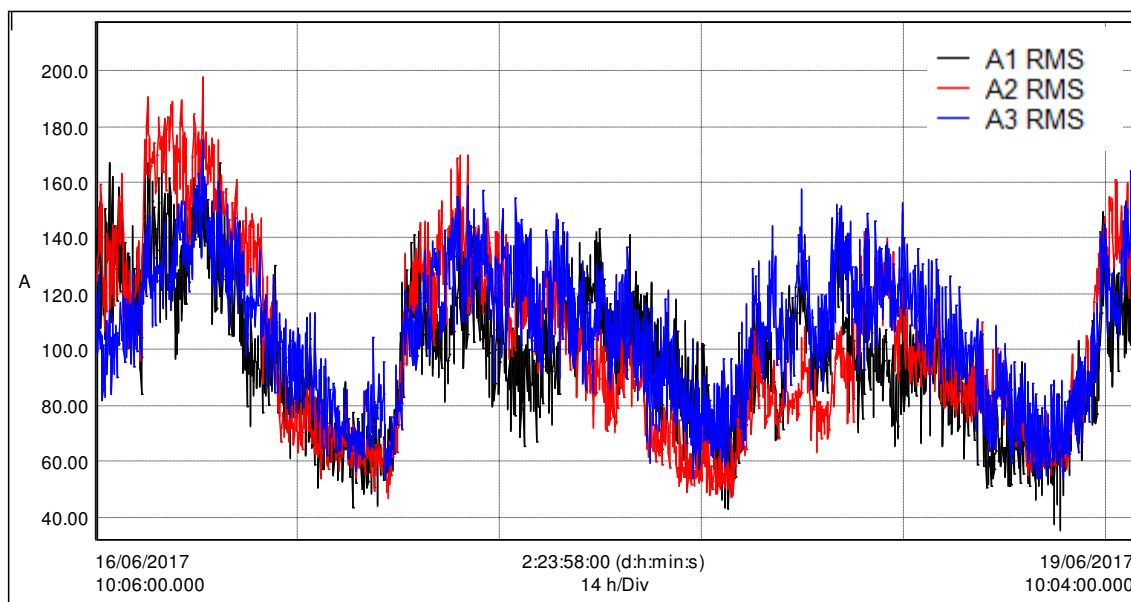
Tabela 8- Valores médio, mínimo e máximo das tensões para o trafo 1.

| Tensão (V) | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-------------------|--------------|---------------|---------------|
| V1 | 213,87 | 199,60 | 220,50 |
| V2 | 214,90 | 190,90 | 222,00 |
| V3 | 215,43 | 192,50 | 221,40 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

Os valores de corrente das três fases (A1, A2 e A3) podem ser observados de maneira geral pelo gráfico apresentado na Figura 21. A partir desse gráfico conclui-se que as cargas do hospital são mais utilizadas nos períodos da manhã e tarde. Como esses valores de corrente variam com a utilização das cargas, o PRODIST não estabelece limites de amplitude de corrente fixos para avaliação da qualidade de energia.

Figura 21- Gráfico dos valores das correntes do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Apresenta-se na Tabela 9 os valores médios, mínimos e máximos para as correntes nas três fases.

Tabela 9 - Valores médio, mínimo e máximo das correntes para o trafo 1.

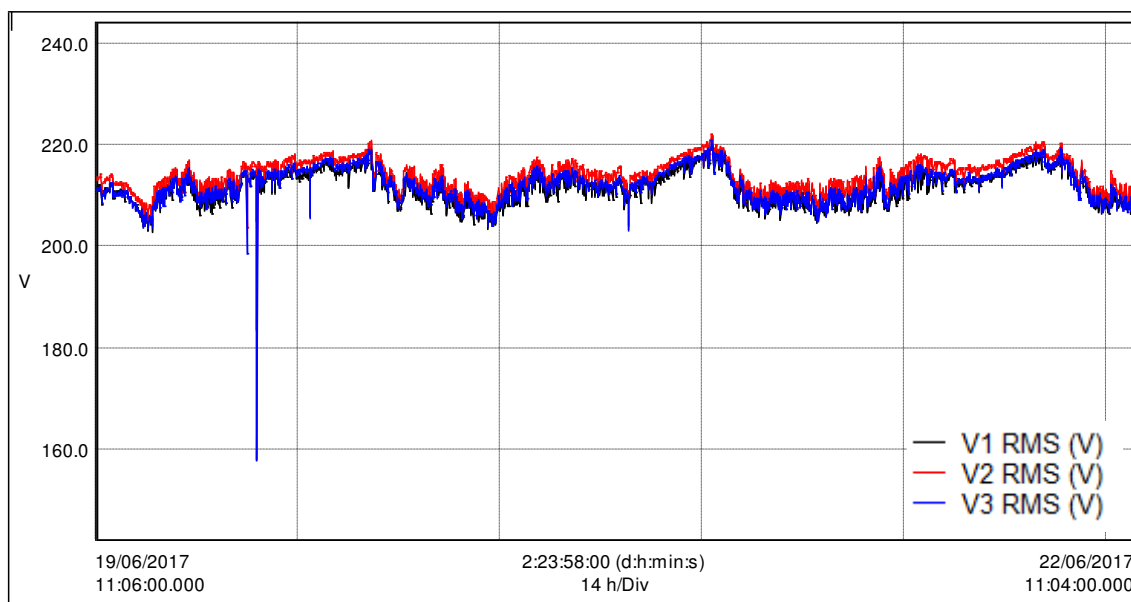
| Corrente (A) | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-----------------|--------|--------|--------|
| A1 | 97,46 | 35,60 | 169,80 |
| A2 | 101,49 | 46,90 | 197,90 |
| A3 | 106,14 | 53,7 | 175,40 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

• Transformador 2

As tensões de fase no Trafo 2 também apresentaram instantes de desvios, como pode ser visto no gráfico da Figura 22.

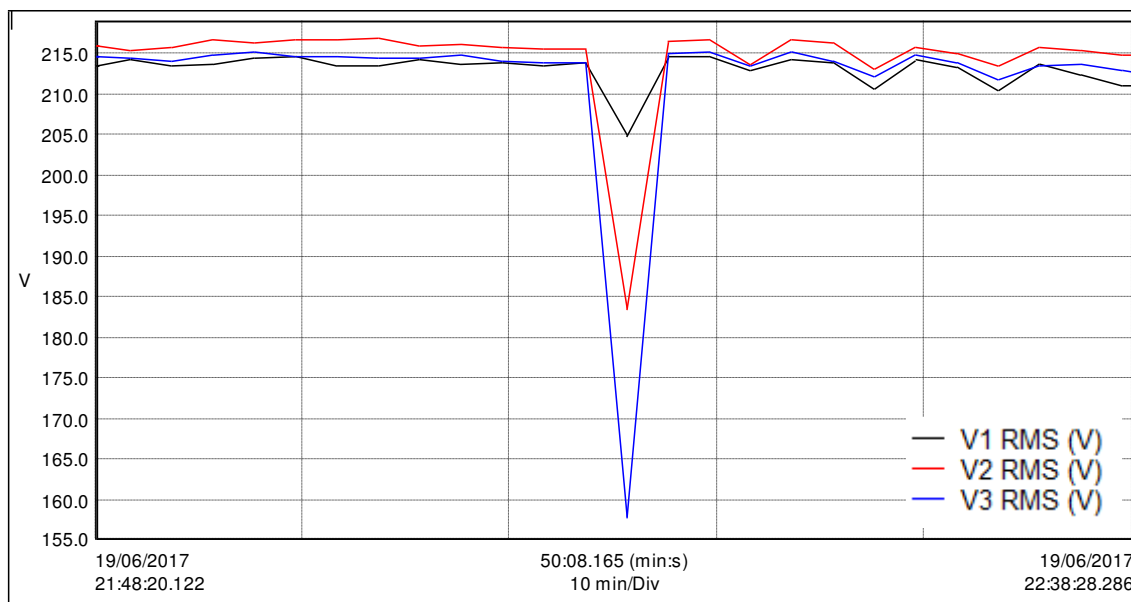
Figura 22 - Gráfico dos valores das tensões de fase do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Na Figura 23, onde o gráfico está ampliado no momento do afundamento de tensão, observa-se que o desvio de tensão foi mais significativo na fase 3. Isso é confirmado pelos dados da Tabela 10, que informa que a tensão V3 atingiu um valor mínimo de 157,90 V, enquanto V2 foi de 183,60 V e V1 de 202,80.

Figura 23 - Gráfico ampliado dos valores das tensões de fase do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Apesar de a tensão na fase 1 ter permanecido dentro da faixa adequada de acordo com o módulo 8 do PRODIST, as tensões V2 e V3 nos seus valores mínimos são consideradas críticas. Como o período de duração do evento foi de curta duração, inferior a três minutos, verifica-se um afundamento temporário de tensão.

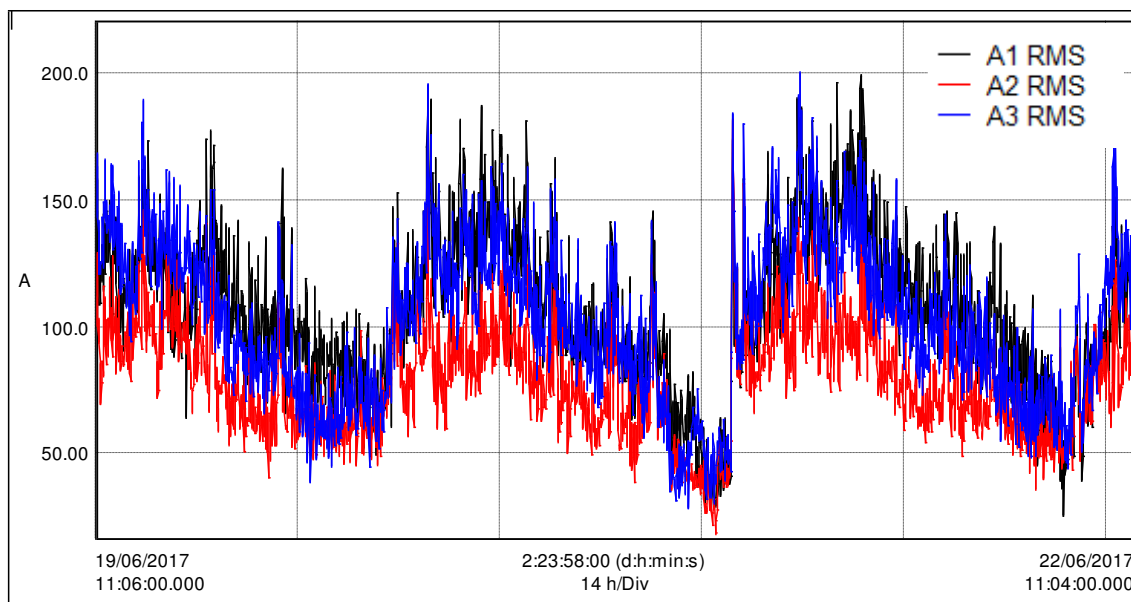
Tabela 10 - Valores médio, mínimo e máximo das tensões para o trafo 2.

| Tensão (V) | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|------------|--------|--------|--------|
| V1 | 211,84 | 202,80 | 219,90 |
| V2 | 213,94 | 183,60 | 222,00 |
| V3 | 212,25 | 157,90 | 220,80 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

Os valores de corrente durante todo o período analisado são apresentados na Figura 24 e na Tabela 11 têm-se os valores máximos e mínimos atingidos nesse mesmo período.

Figura 24 - Gráfico dos valores das correntes do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Tabela 11 - Valores médio, mínimo e máximo das correntes para o trafo 2.

| Corrente (A) | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-------------------------|--------------|---------------|---------------|
| A1 | 108,11 | 25,20 | 199,60 |
| A2 | 78,69 | 18,00 | 182,10 |
| A3 | 102,37 | 28,20 | 200,80 |

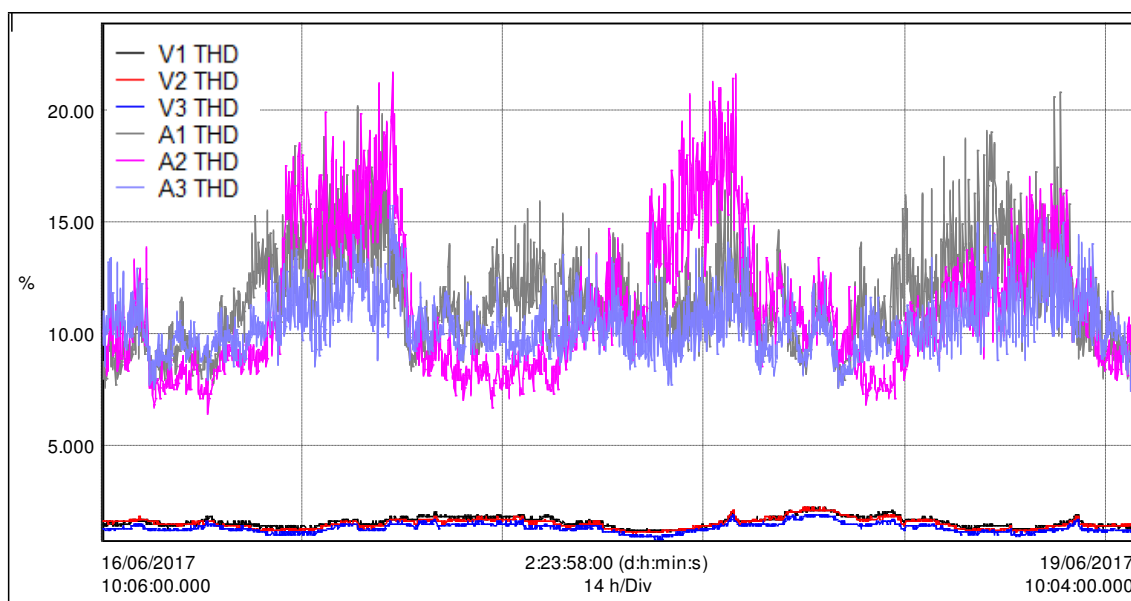
Fonte: Próprio Autor, 2017.

4.1.2 DISTRORÇÃO HARMÔNICA DE TENSÃO E CORRENTE

- **Transformador 1**

Com relação à distorção harmônica, o analisador fornece os valores dos indicadores de distorção harmônica total, em porcentagem, para as tensões de cada fase e também para as correntes, como mostra o gráfico da Figura 25.

Figura 25- Gráfico dos valores de thd para corrente e tensão do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

A partir dos dados da Tabela 12, observa-se que os valores máximos de THD das tensões V1, V2 e V3 não ultrapassaram 2,20%. Isso demonstra que a distorção harmônica da tensão está normal, já que o limite estabelecido pela ANEEL é de 10% e pelo IEEE é de 8%. As distorções máximas de corrente estão em torno de 20%, sendo que em média estão em torno de 11%.

Tabela 12 - Valores médios, máximos e mínimos de thd para corrente e tensão do trafo 1.

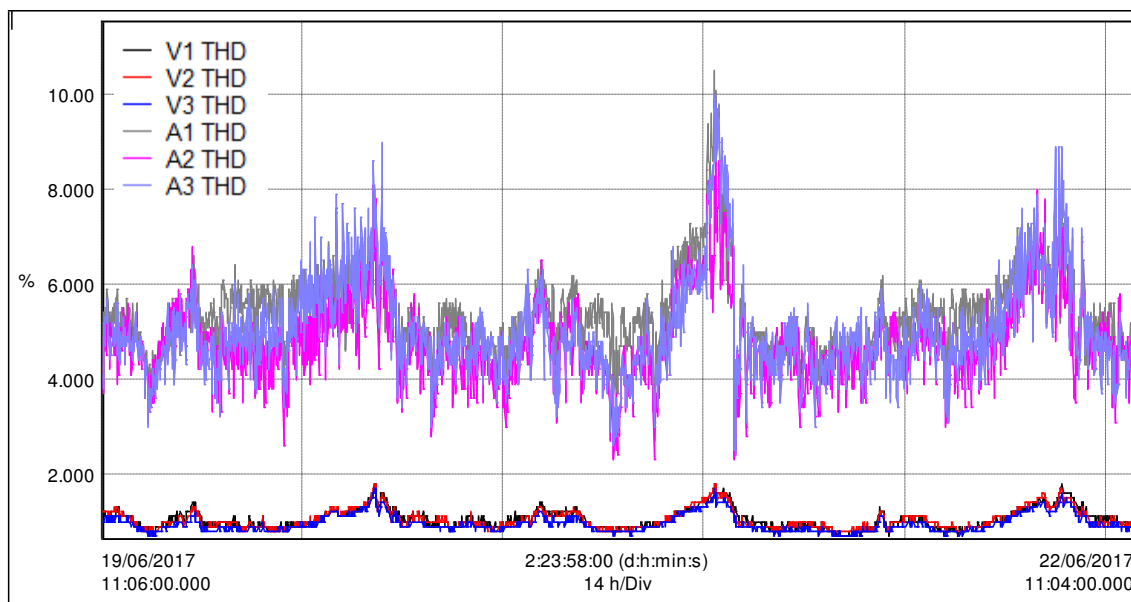
| THD % | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|--------------|--------------|---------------|---------------|
| V1 | 1,57 | 1,10 | 2,20 |
| V2 | 1,51 | 1,00 | 2,20 |
| V3 | 1,32 | 0,80 | 1,90 |
| A1 | 11,56 | 7,50 | 20,80 |
| A2 | 11,31 | 6,40 | 21,70 |
| A3 | 10,47 | 7,40 | 15,70 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

- **Transformador 2**

Para o Trafo 2, os valores de THD são apresentados na Figura 26.

Figura 26 - Gráfico dos valores de thd para corrente e tensão do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Os valores máximos de THD das tensões V1, V2 e V3 não ultrapassaram 1,80%. As distorções máximas de corrente foram ainda menores do que para o Trafo 1, atingiram no máximo 10,50%, conforme os dados da Tabela 13.

Tabela 13 - Valores médios, máximos e mínimos de thd para corrente e tensão do trafo 2.

| THD (%) | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|----------------|--------------|---------------|---------------|
| V1 | 1,05 | 0,70 | 1,80 |
| V2 | 1,04 | 0,80 | 1,80 |
| V3 | 0,96 | 0,70 | 1,70 |
| A1 | 5,40 | 2,40 | 10,50 |
| A2 | 4,81 | 2,30 | 8,90 |
| A3 | 5,04 | 2,40 | 10,00 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

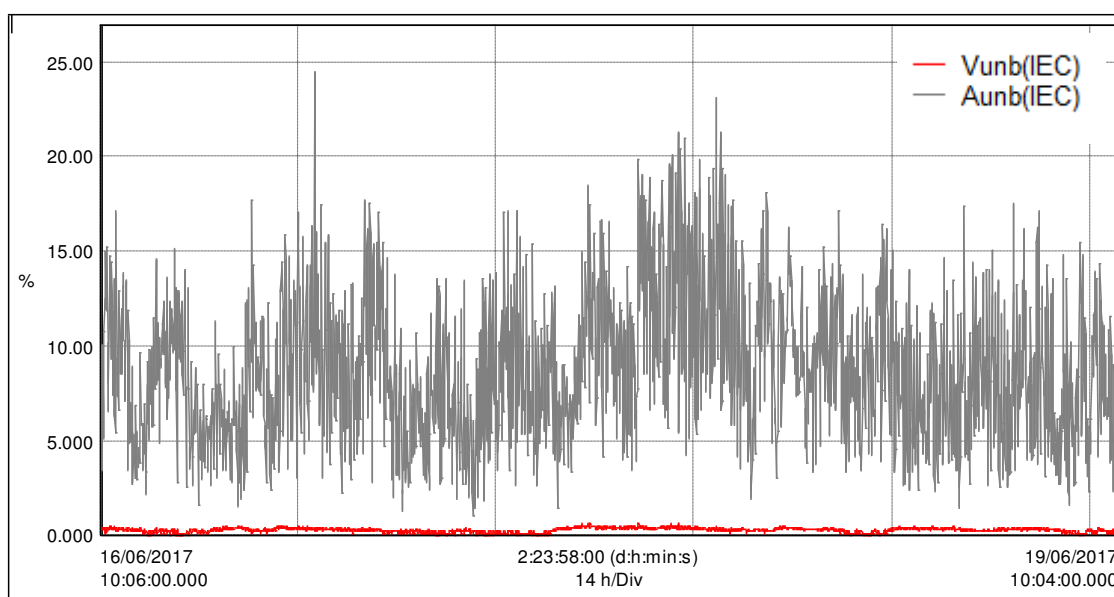
Com isso, pode-se concluir que a qualidade da energia elétrica com relação às distorções harmônicas está adequada, considerando que todos os índices de THD estão dentro dos limites estabelecidos por norma.

4.1.3 DESEQUILÍBRIO DE TENSÃO E CORRENTE

- **Transformador 1**

O desequilíbrio de tensão e corrente são mensurados através do indicador FD%. O gráfico da Figura 27 mostra os valores desse índice calculados pelo analisador para a tensão (Vunb) e para a corrente (Aunb), que utiliza o mesmo método do ICE para o cálculo.

Figura 27 - Gráfico dos valores de fd para corrente e tensão do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Como as normas brasileiras não estabelecem limites para o fator de desequilíbrio da corrente para a análise da qualidade de energia, será considerado apenas o indicador relacionado ao desequilíbrio de tensão. Como se pode observar na Tabela 14, o FD% da tensão para o Trafo 1 foi de no máximo 0,70%, que está dentro do limite aceitável que é abaixo de 3%.

Tabela 14 - Valores médios, máximos e mínimos de fd% para corrente e tensão do trafo 1.

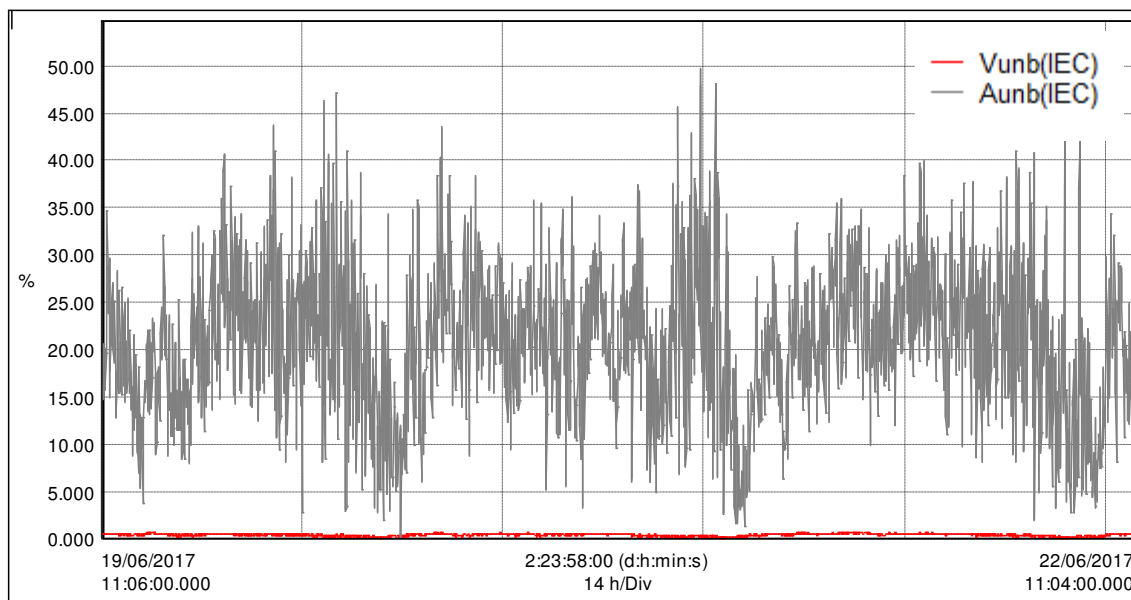
| FD% | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|--------|-------|--------|--------|
| Vunb % | 0,37 | 0,10 | 0,70 |
| Aunb % | 8,80 | 1,10 | 24,50 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

- **Transformador 2**

O gráfico da Figura 28 apresenta os valores do fator de desequilíbrio para tensão e corrente do Trafo 2.

Figura 28 - Gráfico dos valores de fd para corrente e tensão do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Com base na Tabela 15, o máximo valor do FD% para a tensão foi de 0,90%, abaixo do limite de 3%. Logo, desequilíbrio de tensão tanto para o trafo 1 quanto para o trafo 2 são considerados adequados com relação à qualidade da energia elétrica.

Tabela 15 - Valores médios, máximos e mínimos de fd% para corrente e tensão do trafo 2.

| FD% | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|---------------|--------------|---------------|---------------|
| Vunb % | 0,56 | 0,20 | 0,90 |
| Aunb % | 20,94 | 0,20 | 49,80 |

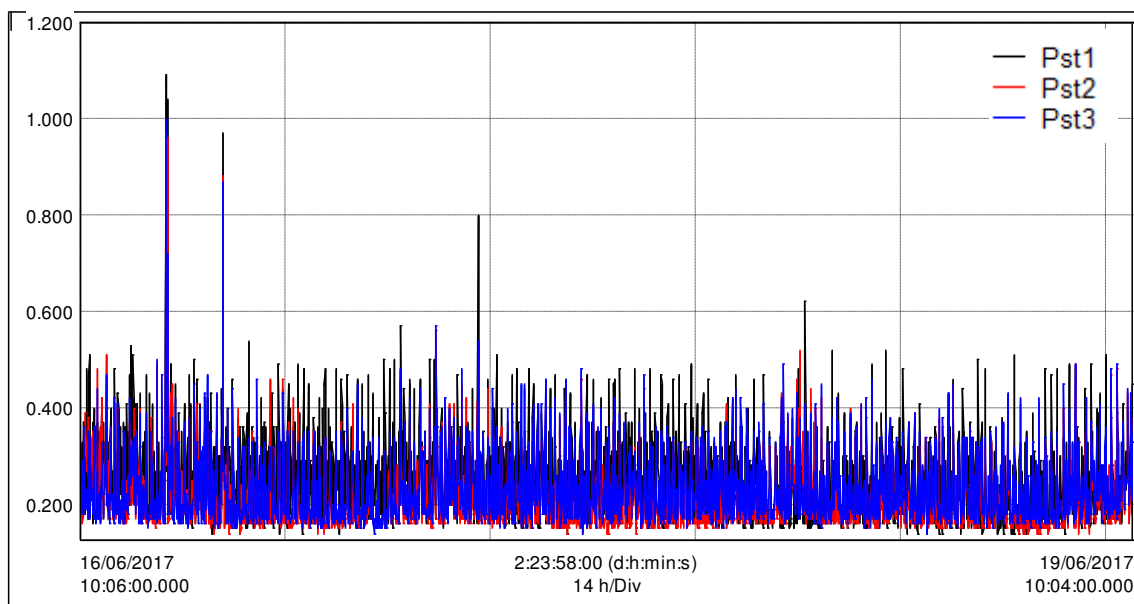
Fonte: Próprio Autor, 2017.

4.1.4 FLUTUAÇÃO DE TENSÃO

- **Transformador 1**

A flutuação de tensão pode ser analisada através do indicador Pst e seus limites foram estabelecidos pela ANNEL, de acordo com a Tabela 7, apresentada anteriormente. O analisador fornece o valor desse indicador para cada uma das fases, Pst1, Pst2 e Pst3, como se verifica no gráfico da Figura 29.

Figura 29 - Gráfico dos valores de Pst do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Na Tabela 16, têm-se os valores médio, mínimo e máximo de Pst para cada uma das fases. Como estabelecido por norma esse indicador não pode ultrapassar 1,0 pu para tensões abaixo de 1 kV. Porém, o Pst1 atingiu em certo momento o valor de 1,09 pu, acima do máximo permitido. Isso sugere que ocorreu uma flutuação na tensão da fase 3.

Tabela 16- Valores médios, máximos e mínimos de Pst do trafo 1.

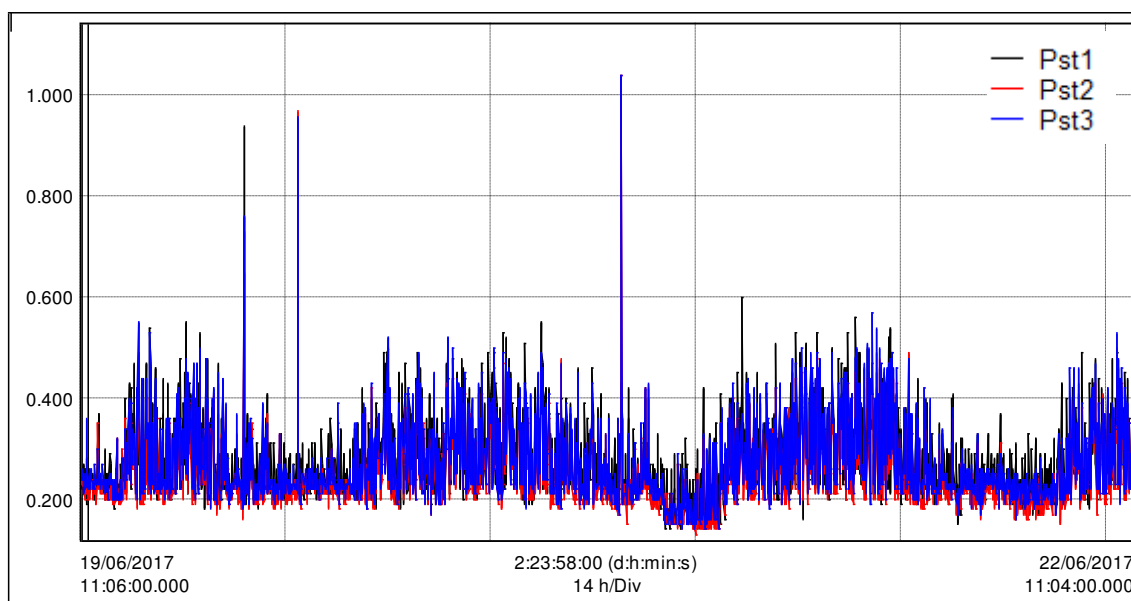
| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-------------|--------------|---------------|---------------|
| Pst1 | 0,26 | 0,14 | 1,09 |
| Pst2 | 0,21 | 0,14 | 0,97 |
| Pst3 | 0,23 | 0,14 | 1,00 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

• Transformador 2

No Trafo 2, observa-se a partir do gráfico da Figura 30 que também ocorreu momentos em que os valores de Pst ficaram acima de 1,0 pu.

Figura 30 - Gráfico dos valores de Pst do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Pela Tabela 17, verifica-se que tanto a fase 2 quanto a fase 3 ultrapassaram o limite de 1,0 pu para o Pst, chegando a 1,04 pu.

Tabela 17 - Valores médios, máximos e mínimos de Pst do trafo 2.

| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-------------|--------------|---------------|---------------|
| Pst1 | 0,28 | 0,14 | 0,94 |
| Pst2 | 0,25 | 0,13 | 1,04 |
| Pst3 | 0,27 | 0,14 | 1,04 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

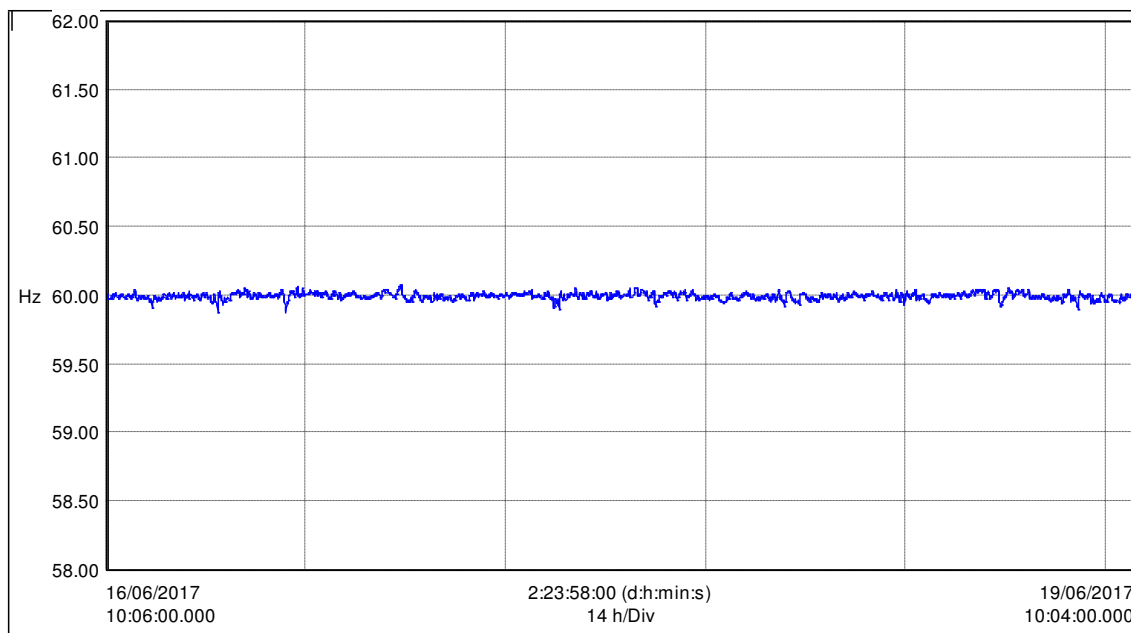
4.1.5 FREQUÊNCIA

- **Transformador 1**

A frequência em regime permanente deve estar dentro da faixa de 59,9 a 60,1 Hz, estabelecida pela ANEEL. Logo, a frequência no Trafo 1 chegou a um valor abaixo do mínimo, 59,88 Hz, de acordo com a Tabela 18. Como a diferença foi de apenas 0,02 Hz, e a frequência logo retornou a valores dentro dos limites aceitáveis, não se caracteriza a presença de um distúrbio.

No gráfico da Figura 31, observa-se que os valores de frequência permaneceram em torno de 60 Hz.

Figura 31 - Gráfico dos valores de frequência do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Tabela 18 - Valores médios, máximos e mínimos de frequência do trafo 1.

| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|----------------------------|--------------|---------------|---------------|
| Frequência (Hz) | 59,99 | 59,88 | 60,08 |

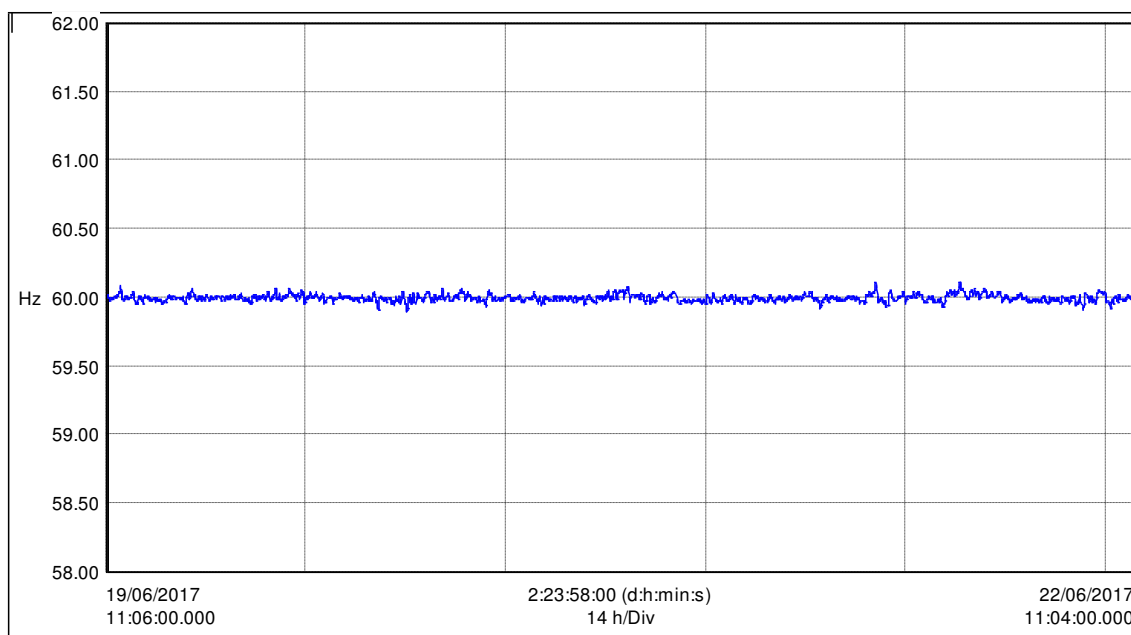
Fonte: Próprio Autor, 2017.

- **Transformador 2**

De acordo com a Tabela 19, a frequência em certo instante assumiu o valor de 60,11 Hz, um pouco acima do limite máximo estabelecido, apenas 0,01, o que também não caracteriza um distúrbio.

O gráfico da Figura 32 mostra esses valores medidos em todo período de análise.

Figura 32 - Gráfico dos valores de frequência do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Tabela 19 - Valores médios, máximos e mínimos de frequência do trafo 2.

| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|----------------------------|--------------|---------------|---------------|
| Frequência (Hz) | 59,99 | 59,90 | 60,11 |

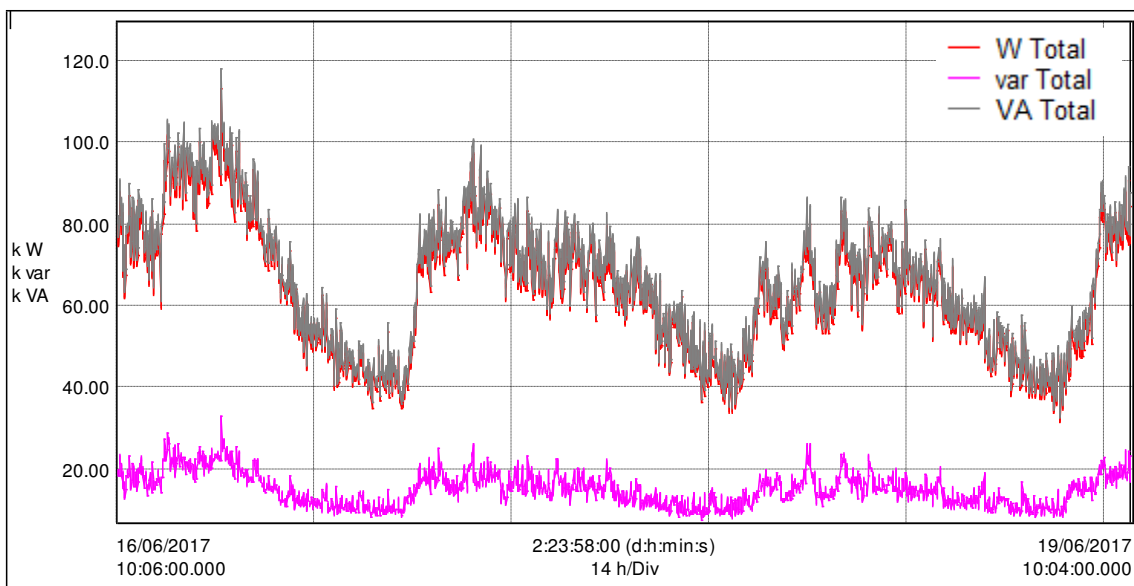
Fonte: Próprio Autor, 2017.

4.1.6 POTÊNCIA ATIVA, REATIVA E APARENTE

- **Transformador 1**

Os valores das potências ativa (P), reativa (Q) e aparente (S), considerando as distorções harmônicas, podem ser verificados no gráfico da Figura 33. O comportamento dessas potências durante o período em análise corrobora com a variação do fluxo de pessoas no hospital e conseqüentemente a utilização dos equipamentos, que é mais frequente nos períodos da manhã e tarde.

Figura 33 - Gráfico dos valores das potências do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Na Tabela 20 constam os valores máximos, mínimos e médios para os três tipos de potência.

Tabela 20 - Valores médios, máximos e mínimos das potências do trafo 1.

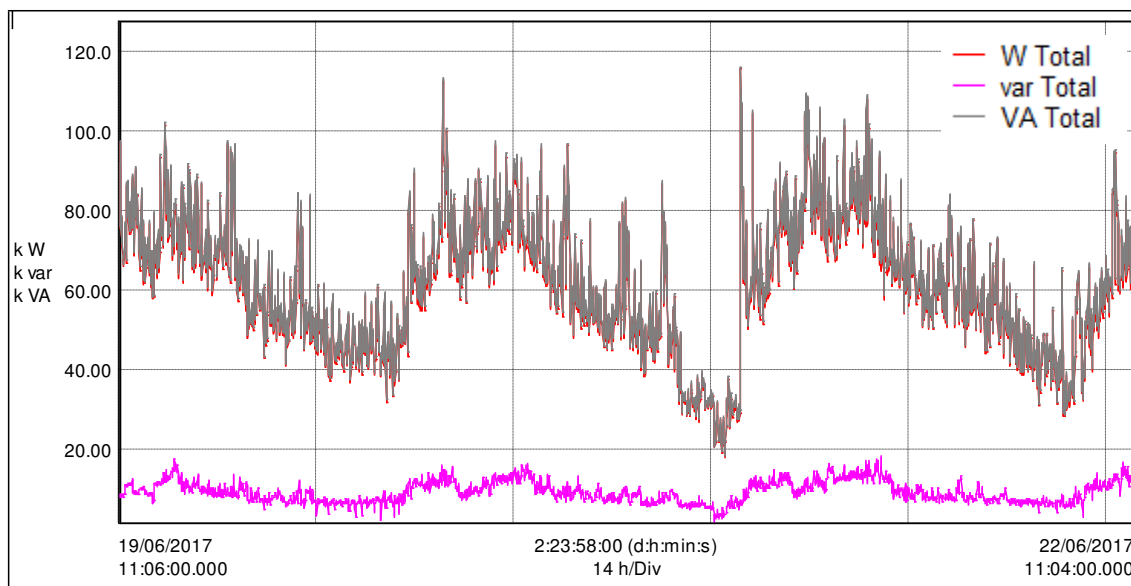
| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-----------------|-------|--------|--------|
| P (kW) | 64,29 | 31,62 | 113,19 |
| Q (kvar) | 15,16 | 7,59 | 32,90 |
| S (kVA) | 66,11 | 32,79 | 117,91 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

- **Transformador 2**

Para o Trafo 2, verifica-se o mesmo comportamento das potências, como mostra a Figura 34.

Figura 34 - Gráfico dos valores das potências do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

A potência ativa máxima foi de 115,96 kW, para o Trafo 2, conforme a Tabela 21.

Tabela 21 - Valores médios, máximos e mínimos das potências do trafo 2.

| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-----------------|--------------|---------------|---------------|
| P (kW) | 61,17 | 18,25 | 115,96 |
| Q (kvar) | 9,39 | 1,70 | 18,65 |
| S (kVA) | 62,04 | 18,65 | 116,17 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

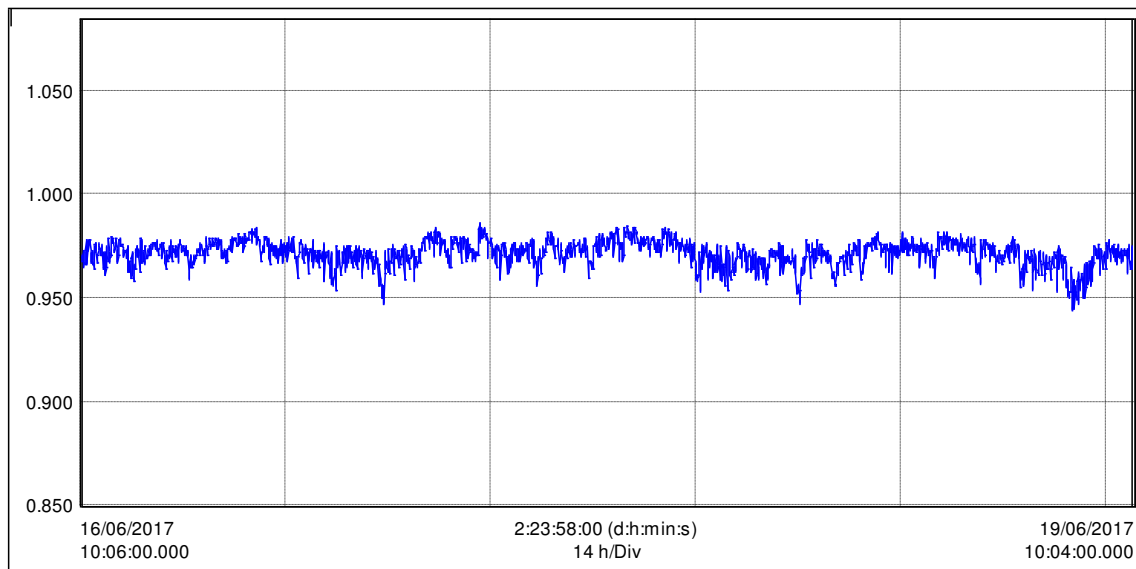
4.1.7 FATOR DE POTÊNCIA

O fator de potência (fp) adequado deve ser no mínimo de 0,92, como estabelecido por norma. Observando os gráficos das Figuras 35 e 36, que mostram o comportamento dos valores de fator de potencia para cada um dos trafos do hospital, é possível afirmar que esses valores estão quase todos dentro da faixa de 0,95 a 1,00.

De acordo com as Tabelas 22 e 23, que informam os valores médios mínimos e máximos de fp, o menor valor medido foi de 0,944 para o Trafo 1. Logo, pode-se concluir que a qualidade da energia do hospital está boa com relação à presença de reativos na rede.

- **Transformador 1**

Figura 35 - Gráfico dos valores do fator de potência do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

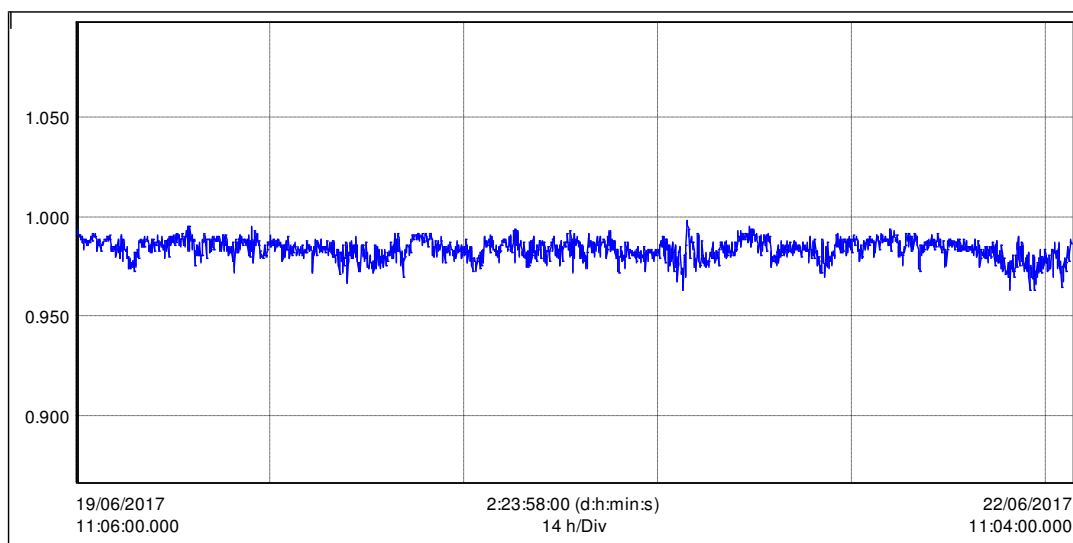
Tabela 22 - Valores médios, máximos e mínimos do fator de potência do trafo 1.

| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-----------|--------------|---------------|---------------|
| FP | 0,972 | 0,944 | 0,986 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

- **Transformador 2**

Figura 36 - Gráfico dos valores do fator de potência do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Tabela 23 - Valores médios, máximos e mínimos do fator de potência do trafo 2.

| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|-----------|-------|--------|--------|
| FP | 0,984 | 0,963 | 0,998 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

4.1.8 FATOR DE CRISTA

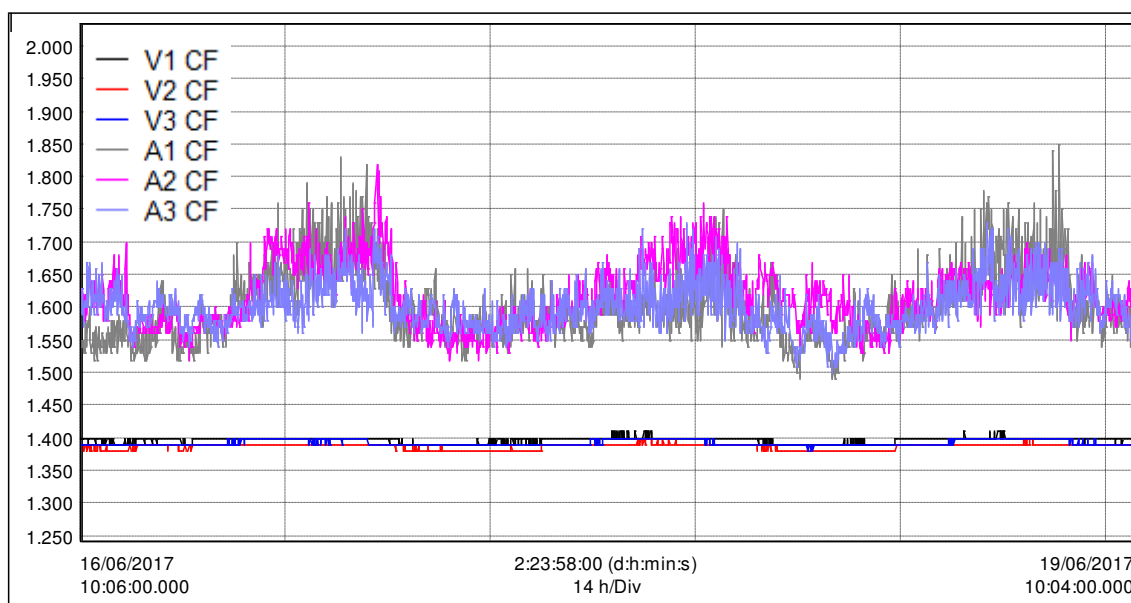
Observando as Figuras 37, 38 e as Tabelas 24 e 25 para os valores do fator de crista (CF) em cada um dos trafos, o indicador CF para a tensão está sempre em torno de 1,40. Esse valor está bem próximo do valor da raiz quadrada de 2 (1,41), que seria a situação ideal, onde se tem uma forma de onda perfeitamente senoidal.

Para a corrente, que sofre uma maior distorção por causa da presença de cargas não lineares, o CF sempre se manteve abaixo de 2,00. O valor máximo obtido foi de 1,85 para a corrente da fase 1 no Trafo 1, como mostra a Tabela 24, que está abaixo do valor crítico de 5,0.

Portanto, todos os valores medidos no período em análise são considerados adequados.

- **Transformador 1**

Figura 37 - Gráfico dos valores do fator de crista do trafo 1



Fonte: Próprio Autor, 2017.

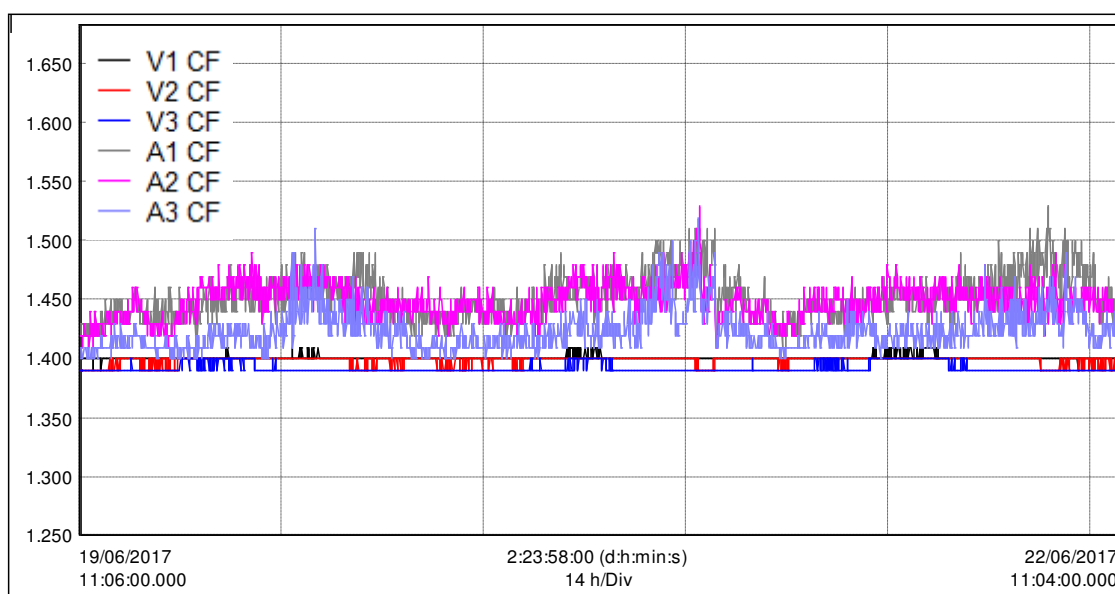
Tabela 24 - Valores médios, máximos e mínimos do fator de crista do trafo 1.

| CF | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|----|-------|--------|--------|
| V1 | 1,40 | 1,39 | 1,41 |
| V2 | 1,39 | 1,38 | 1,40 |
| V3 | 1,39 | 1,38 | 1,40 |
| A1 | 1,60 | 1,49 | 1,85 |
| A2 | 1,62 | 1,52 | 1,82 |
| A3 | 1,60 | 1,50 | 1,73 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

- **Transformador 2**

Figura 38 - Gráfico dos valores do fator de crista do trafo 1.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Tabela 25 - Valores médios, máximos e mínimos do fator de crista do trafo 2.

| CF | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|----|-------|--------|--------|
| V1 | 1,40 | 1,39 | 1,41 |
| V2 | 1,39 | 1,39 | 1,40 |
| V3 | 1,39 | 1,39 | 1,40 |
| A1 | 1,45 | 1,40 | 1,53 |
| A2 | 1,44 | 1,41 | 1,53 |
| A3 | 1,42 | 1,41 | 1,52 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

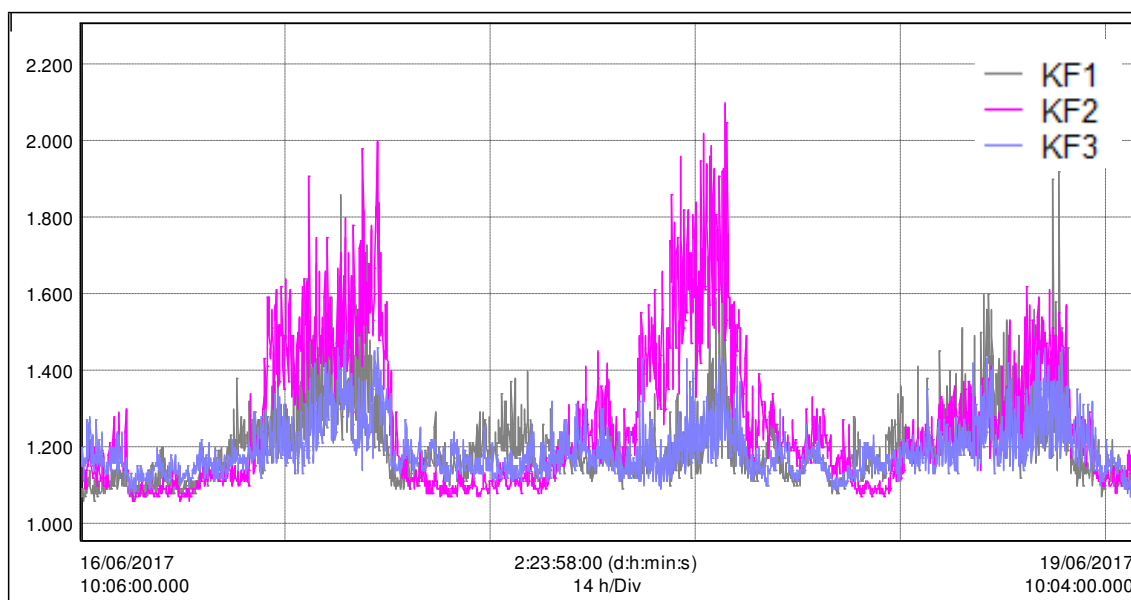
4.1.9 FATOR K

O fator K (KF) como foi definido anteriormente deve ser menor que 10. Os gráficos apresentados nas Figuras 39 e 40, mostram que para o Trafo 1 os valores de KF para cada uma das fases foram sempre menores que 2,20 e para o Trafo 2 foram abaixo de 1,25.

Os dados das Tabelas 26 e 27, indicam que o maior valor de KF foi de 2,10 para a fase 2 do Trafo 1. Logo, com relação à capacidade dos transformadores de alimentar cargas distorcidas sem sofrer sobreaquecimento, conclui-se que os dois trafos estão adequados.

- **Transformador 1**

Figura 39– Gráfico dos valores do fator k do trafo 1



Fonte: Próprio Autor, 2017.

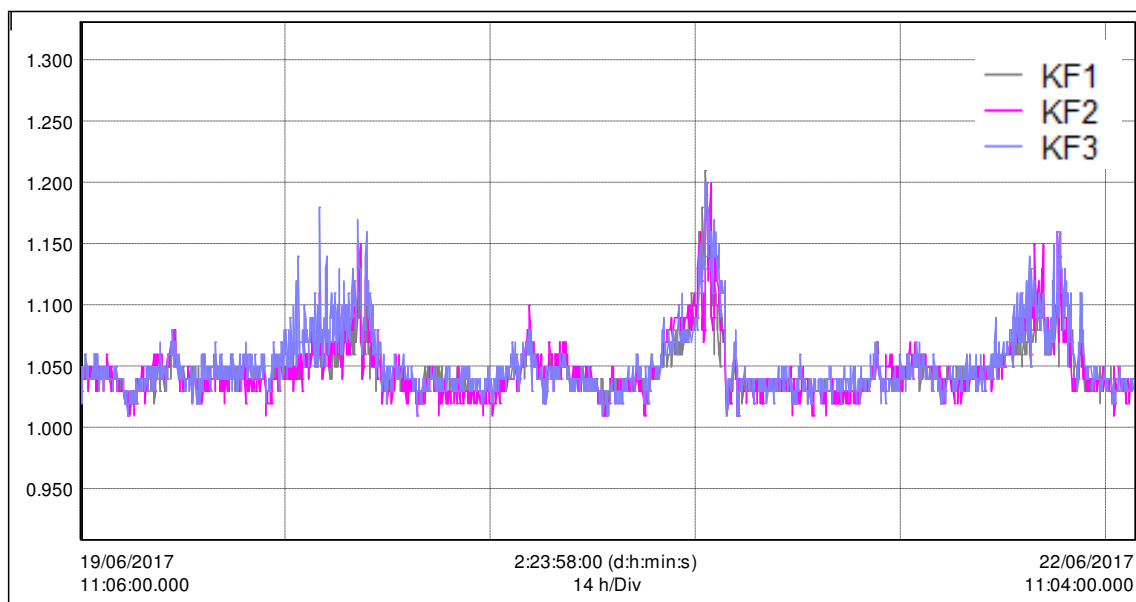
Tabela 26 - Valores médios, máximos e mínimos do fator k do trafo 1.

| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|------------|--------------|---------------|---------------|
| KF1 | 1,20 | 1,06 | 1,92 |
| KF2 | 1,26 | 1,06 | 2,10 |
| KF3 | 1,19 | 1,07 | 1,50 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

- **Transformador 2**

Figura 40 - Gráfico dos valores do fator k do trafo 2.



Fonte: Próprio Autor, 2017.

Tabela 27 - Valores médios, máximos e mínimos do fator k do trafo 2.

| | MÉDIO | MÍNIMO | MÁXIMO |
|------------|--------------|---------------|---------------|
| KF1 | 1,04 | 1,01 | 1,21 |
| KF2 | 1,04 | 1,01 | 1,20 |
| KF3 | 1,05 | 1,01 | 1,20 |

Fonte: Próprio Autor, 2017.

4.2 RECOMENDAÇÕES

A partir da avaliação dos dados, constataram-se problemas de afundamento temporário de tensão e de flutuação de tensão. A fim de buscar a causas e soluções para esses tipos de problemas, a ANEEL estabelece na seção 9 do módulo 8 do PRODIST que:

“As distorções harmônicas de tensão, o desequilíbrio de tensão, a flutuação de tensão e as variações de tensão de curta duração deverão ser avaliados por meio de um

conjunto de leituras obtidas por medição apropriada, de acordo com metodologia específica, nas seguintes modalidades:

a) eventual, por reclamação do acessante conectado ao SDMT ou ao SDAT ou por determinação da ANEEL; e

b) permanente, nos casos em que o acessante conectado ao SDMT ou ao SDAT optar por medidor de qualidade da energia elétrica, conforme critérios e procedimentos estabelecidos nesta Seção.”

Portanto, recomenda-se que a administração do hospital em questão realize uma reclamação junto à concessionária de energia local a fim de averiguar o problema constatado. Quando for realizada uma reclamação a respeito de flutuação de tensão e VTCD, a norma diz que a distribuidora deve observar os seguintes itens:

- a) Identificar as possíveis ocorrências no sistema elétrico que possam ter relação com o objeto da reclamação, analisando:
 - i. a reclamação com base nas informações prestadas pelo acessante;
 - ii. as informações disponíveis do sistema de distribuição;
 - iii. os registros das medições, caso o acessante possua medição permanente; e
 - iv. outras informações disponíveis;
- b) caso não seja identificada relação de que trata a alínea “a”, continuar a investigação da causa que deu origem à reclamação de forma a avaliar se é interna às instalações do acessante, podendo realizar as seguintes análises:
 - i. inspeção da rede de distribuição e do ponto de conexão;
 - ii. verificação da conformidade da instalação do acessante com o parecer de acesso,
 - iii. estudos e projetos aprovados;
 - iv. visita ao acessante e reunião com os responsáveis;
- a) Na análise das possíveis alternativas de solução ou mitigação do problema associado à reclamação, a distribuidora deve considerar a necessidade e a viabilidade técnica e econômica das ações para regularização. Também avaliar ações a serem desenvolvidas por parte do acessante, quando for o caso, visando a solução ou mitigação dos efeitos associados aos fenômenos de qualidade do produto.

Essas e outras ações estão de forma mais detalhada no módulo 8 do PRODIST para que o consumidor e a concessionária estejam cientes dos procedimentos a serem realizados para avaliação e solução dos distúrbios relacionados à qualidade de energia.

5 CONCLUSÕES

Diante do exposto nesse trabalho, conclui-se que o controle da qualidade de energia elétrica é de suma importância e energia elétrica com qualidade boa evita diversos prejuízos como: falhas de funcionamento e redução da vida útil de equipamentos, sobrecarga das redes de distribuição, perdas de energia e baixa eficiência. Para um maior controle têm-se os documentos normativos elaborados pela ANEEL, que visa estabelecer os diversos indicadores de qualidade e seus limites adequados a serem seguidos pelas concessionárias e consumidores.

No caso do hospital em estudo neste trabalho, dois problemas foram encontrados: variações de tensão de curta duração e flutuação de tensão. A VTCD foi observada nos dois pontos de entrada de energia do hospital, no transformador 1 e no transformador 2. Nos dois casos ocorreram afundamentos temporários de tensão, que são aqueles que ocorrem em um período de duração superior a 3 segundos e inferior a 3 minutos. A ocorrência mais severa foi constatada no Trafo 2, onde a tensão da fase 3 caiu para 157,90 V.

Constatou-se também que o fenômeno de flutuação de tensão ocorreu nos dois trafos. Na análise das grandezas no Trafo 1, o indicador Pst atingiu um valor de 1,09 pu e no Trafo 2, observou-se um valor máximo de 1,04 pu, os dois acima do valor limite de 1,00 pu estabelecido por norma.

Ressalta-se que tais eventos ocorridos, se persistentes, podem chegar a danificar os equipamentos do hospital. Vários desses equipamentos são de custo altíssimo, por exemplo, a máquina de tomografia. Isso resulta em prejuízos financeiros enormes ao hospital.

Sugere-se que seja feita uma reclamação diretamente à concessionária de energia que fornece a energia elétrica ao hospital, expondo os problemas verificados. A partir dessa reclamação poderá ser feita uma investigação das causas dos problemas e uma possível manutenção no sistema elétrico, a fim de solucionar tais problemas, conforme os procedimentos estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

REFERÊNCIAS

- AEMC, Instruments. **PowerPad 8335 User Manual**. AEMC Instruments, Estados Unidos.
- ANEEL. **Qualidade de Energia Elétrica – Módulo 08, PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica**. Agência Nacional de Energia Elétrica, 2016.
- BERNARDO, N. **Evolução da Gestão da Qualidade de Serviço de Energia Elétrica no Brasil**. Trabalho de Conclusão de Curso, universidade Federal do Rio de Janeiro – UFRJ, Rio de Janeiro, 2013.
- GRADY, Mc. *Understanding Power System Harmonics*. University of Texas at Austin, 2012.
- IEEE. *Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power System - Standard 519*. Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2014.
- MARTINHO, Edson. **Distúrbios da Qualidade da Energia Elétrica**. São Paulo, 2010. 2ª Ed.
- MATTOS, M. M. **Estudo do Fator K em Transformadores a Seco**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal do Rio Grande do Sul – UFRS, Porto Alegre, 2011.
- MEHL, E. L. M. **Qualidade da Energia Elétrica**. Artigo, Universidade Federal do Paraná – UFPR, Curitiba, 2016.
- ROCHA, J. E. **Qualidade da Energia Elétrica**. Apostila, Universidade Tecnológica Federal do Paraná - UTFPR, Curitiba, 2016.
- SALLES NETO, A. A. **Qualidade da Distribuição Elétrica no Brasil**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Federal de Campina Grande - UFCG, Campina Grande, PB, 2015.
- SCHNEIDER, PROCOBRE. **Instalações Elétricas de Baixa Tensão – Qualidade de Energia – Harmônicas**. Apostila, Disponível em: www.schneider.com.br. Acesso 10/10/2017.
- SOUZA, B. A. **Distribuição de Energia Elétrica**. Apostila, Universidade Federal da Paraíba - UFPB, Campina Grande, 1997.
- TODORO, R. G. **Metodologia para Compensação de Desequilíbrio em Redes Elétricas**. Trabalho de Conclusão de Curso, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, SP, 2005.

UNESP. **Aspectos Gerais de Sistema de Distribuição**. Apostila, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Estadual Paulista – UNESP, Ilha Solteira, SP, 2017.