

CENTRO UNIVERSITÁRIO DO SUL DE MINAS
ENGENHARIA ELÉTRICA
LUIZ ANTONIO DA SILVA SILVERIO

ANÁLISE DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO UNIS-MG

Varginha
2016

LUIZ ANTONIO DA SILVA SILVERIO

ANÁLISE DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO UNIS-MG

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas como pré-requisito para obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica sob orientação do Prof. Me. Eduardo Ferroni.

Varginha
2016

LUIZ ANTONIO DA SILVA SILVERIO

ANÁLISE DA QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA NO UNIS-MG

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica do Centro Universitário do Sul de Minas como pré-requisito para obtenção do Grau de Bacharel em Engenharia Elétrica pela banca examinadora composta pelos membros:

Aprovado em: 06/07/16



Prof. Me. Eduardo Henrique Ferroni



Prof. Me. Hugo Rodrigues Vieira



Prof. Me. Fabiano Farias de Oliveira

OBS:

Dedico este trabalho aos amigos e familiares que incentivaram e me ajudaram dentro de fora da faculdade.

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao orientador Eduardo Henrique Ferroni e aos colegas de curso que me ajudaram na construção deste trabalho.

“Deixem que o futuro diga a verdade e avalie cada um de acordo com o seu trabalho e realizações. O presente pertence a eles, mas o futuro pelo qual eu sempre trabalhei pertence a mim” Nikola Tesla

RESUMO

Este trabalho tem como objetivo analisar a qualidade da energia elétrica nas cabines de transformação internas da Cidade Universitária, campus de Varginha, do Centro Universitário do Sul de Minas - UNIS - MG. Foi utilizado o analisador de qualidade de energia Fluke, modelo 435 para medição do fator de potência, nível de tensão em regime permanente e distorções harmônicas para análise de conformidade com os valores de referências definidos nos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST). Os resultados fora dos limites registrados nas medições em duas cabines reforçam a necessidade de monitoramento da qualidade da energia elétrica.

Palavras-chave: Qualidade. Energia. Elétrica. Monitoramento.

ABSTRACT

This paper aims to analyze the quality of the electrical energy in the internal transformation cabins of Cidade Universitária, Varginha Campus from Centro Universitário do Sul de Minas-UNIS-MG. The quality analyzer of energy Fluke, 435 model will be used meter to measure the power factor, voltage level in permanent regime and harmonic distortions for analysis of conformity with the reference values defined in the Procedures of Electrical Energy Distribution in the National Electrical System (PRODIST). The results outside the limits recorded in the measurements in two cabins reinforce the need for electrical energy quality monitoring.

Key words: *Quality. Energy. Electrical. Monitoring.*

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	9
2 CONTEXTO GERAL	11
2.1 Cenário energético do Brasil	11
2.2 Risco de racionamento	12
2.3 Eficiência energética.....	13
2.4 Legislação	14
2.5 Fiscalização	21
3 FENÔMENOS ELETROMAGNÉTICOS	24
3.1 Fator de potência	24
3.2 Categorias e Características Típicas de Fenômenos Eletromagnéticos.....	28
3.2.1 Transitórios ou transientes.....	30
3.2.1.1 Impulsivos	30
3.2.1.2 Oscilatórios.....	32
3.2.2 Variações de Tensão de Curta Duração.....	34
3.2.2.1 Afundamento de tensão	35
3.2.2.2 Salto de Tensão.....	39
3.2.2.3.Interrupção de curta duração	40
3.2.3 Variações de Tensão de Longa Duração	41
3.2.3.1 Sobretensões	41
3.2.3.2 Subtensões	42
3.2.3.3 Interrupções sustentadas	42
3.2.4 Desequilíbrio de Tensão	43
3.2.5 Distorção na Forma de Onda	44
3.2.5.1 DC <i>offset</i>	44
3.2.5.2 Harmônicos.....	44
3.2.5.3 Inter-harmônicos.....	47
3.2.5.4 Recorte (<i>Notching</i>)	47
3.2.5.5 Ruído (<i>Noise</i>).....	47
3.2.6 Flutuação de Tensão	48
3.2.7 Variações na Frequência.....	49
4 METODOLOGIA DE MEDIÇÃO	50
4.1 Parâmetros de medição	50
4.1.1 Fator de potência.	50
4.1.2 Nível de tensão	50
4.1.3 Harmônicos.....	51
4.2 Equipamento de medição.....	52
5 ANÁLISE DOS RESULTADOS	56
5.1 Tensão RMS	56
5.2 Fator de potência	62
5.3 Distorção harmônica	69
6 CONCLUSÃO.....	79
REFERÊNCIAS	81

1 INTRODUÇÃO

O objetivo geral deste trabalho é analisar a conformidade da qualidade da energia elétrica nas subestações internas do Centro Universitário do Sul de Minas – UNIS, através de medições do fator de potência, distorções harmônicas e nível de tensão com o analisador de energia da marca Fluke modelo 435 e comparado com os valores de referência definidos no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST

O foco na legislação será a Resolução ANEEL 414/2010, que pode ser considerada como a bíblia na relação entre o consumidor, empresas de energia elétrica e o poder público concedente e, no Módulo 8 do PRODIST, referência nacional em relação à qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Antigamente a preocupação com a qualidade da energia era uma atribuição das empresas de energia elétrica mais especificamente no aspecto de continuidade, pois os problemas causados pela má qualidade no fornecimento de energia não eram tão expressivos, visto que, os equipamentos existentes eram pouco sensíveis aos efeitos dos fenômenos ocorridos e não se tinham grandes quantidades de dispositivos instalados que causavam a perda da qualidade da energia.

Com o desenvolvimento tecnológico, principalmente da eletrônica de potência, consumidores e empresas de energia elétrica têm-se preocupado com a qualidade da energia por vários motivos como:

- a) os equipamentos hoje utilizados são mais sensíveis às variações na qualidade da energia, muitos deles possuem controles baseados em microprocessadores e dispositivos eletrônicos sensíveis a muitos tipos de distúrbios;
- b) o crescente interesse pela racionalização e conservação da energia elétrica, com vistas a aperfeiçoar a sua utilização, tem aumentado o uso de equipamentos não linear que, em muitos casos, aumentam os níveis de distorções harmônicas e podem levar o sistema a condições de ressonância;
- c) maior conscientização dos consumidores em relação aos fenômenos ligados à qualidade da energia, que estão se tornando mais informados a respeito de fenômenos como interrupções, subtensões, transitórios de chaveamentos, passando a exigir que as concessionárias melhorem a qualidade da energia fornecida;
- d) integração dos processos, significando que a falha de qualquer componente tem consequências muito mais importantes para o sistema elétrico;
- e) consequências da qualidade da energia sobre a vida útil dos componentes elétricos.

A importância de análise e diagnóstico da qualidade da energia elétrica, tanto nas instalações das empresas de energia elétrica quanto dos clientes visam identificar os distúrbios e suas causas, apresentar medidas técnicas e economicamente viáveis para minimizar as consequências dos problemas de qualidade de energia elétrica, que na indústria pode representar impactos financeiros tais como:

- a) perda de produção com a geração de sucata e refugo de materiais;
- b) custo de reiniciar operações;
- c) reparo e substituição de componentes danificados

Para as empresas de energia elétrica além dos impactos financeiros diretos com danos nas redes e equipamentos ainda podem ser acionadas administrativa ou judicialmente, exigindo ressarcimento de danos das instalações dos clientes, que demandam recursos financeiros em advogados comprometendo, inúmeros custos indiretos e intangíveis associados à satisfação de clientes e a reputação da empresa em função do fornecimento de energia elétrica de baixa qualidade.

Os parâmetros escolhidos em regime permanente para análise da qualidade e a utilização do PRODIST como referência se deve ao fato de serem mais condizentes com a realidade do sistema elétrico Brasileiro, onde em tese, os valores de referência definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para qualidade da energia no ponto de entrega devem ser garantidos pelas distribuidoras.

Para análise dos dados foi utilizado o software Powerlog do próprio analisador de qualidade de energia e planilhas de Excel.

Este trabalho foi organizado de forma a apresentar a necessidade de monitoramento da qualidade de energia, legislação pertinente, parâmetros de medição e análise dos resultados. No capítulo 1 foi apresentado o tema, objetivo e a metodologia. No capítulo 2 um breve histórico do cenário energético Brasileiro onde o baixo nível dos reservatórios, risco de racionamento e aumento de tarifas ao mesmo tempo em que incentivam a eficiência energética reforçam a necessidade de monitorar a interferência destas soluções na qualidade da energia elétrica, aspectos regulatórios e penalidades para os clientes e empresas de energia elétrica. No capítulo 3 foram abordados os principais fenômenos que interferem na qualidade da energia elétrica, suas causas e consequências. Foram definidos no capítulo 4 os indicadores a serem analisados, metodologias, equipamentos de medições e padrões de referência, os quais foram analisados no capítulo 5 e as conclusões no capítulo 6.

2 CONTEXTO GERAL

Do ponto de vista acadêmico, qualidade de energia elétrica é a disponibilidade da energia elétrica, com forma de onda senoidal e pura, sem alterações na amplitude, proveniente de uma fonte de potência infinita (ABREU, 1996).

Segundo Ferreira (2010), um sistema elétrico trifásico ideal deve satisfazer às seguintes condições de operação em regime permanente:

- a) Tensões e correntes alternadas, com forma senoidal;
- b) Amplitudes constantes, nos valores nominais;
- c) Frequência constante, no valor síncrono;
- d) Tensões trifásicas equilibradas;
- e) Fator de potência unitário nas cargas;
- f) Perdas nulas na transmissão e distribuição.

Segundo Ferreira (2010), em um sistema real é impossível satisfazer totalmente as condições ideais, pois a rede e os equipamentos elétricos estão sempre sujeitos a falhas ou perturbações que deterioram de alguma maneira as condições que seriam desejáveis para a operação. A determinação do grau de confiabilidade com que essas condições podem ser atendidas depende, em grande parte, dos sistemas de monitoração e controle que estiverem disponíveis no sistema.

Pode-se adotar como critério para avaliar a qualidade da energia elétrica o afastamento que o sistema real experimenta dessas condições ideais. Essa abordagem permite estabelecer índices que avaliam a deterioração das condições de operação, em função dos distúrbios que são impostos ao sistema.

2.1 Cenário energético do Brasil

Devido à redução dos níveis dos reservatórios das usinas hidroelétricas na região Sudeste e Centro Oeste em 2014 e início de 2015, houve aumento da geração através das usinas termelétricas e por consequência aumento no custo da geração de energia elétrica. O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) atingiu o teto máximo de R\$ 822,83 em 2014 e para tentar reduzir os efeitos do desequilíbrio entre receita e despesas das distribuidoras, que foram obrigadas a contrair empréstimos em bancos públicos e privados em 2014 de R\$ 17,78 bilhões, (INFRAESTRUTURA, 2014). Para evitar que PLD pudesse continuar gerando

déficit para as distribuidoras, a ANEEL reduziu o valor do teto para PLD de R\$ 388,48, a partir de 2015.

Para compensar as perdas das distribuidoras em 2014 foi implantado o regime de bandeiras tarifárias a partir de 01 de janeiro de 2015, conforme já estava previsto na Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, e inicialmente foi estabelecido um acréscimo de R\$ 1,50 para cada 100 quilowatt-hora - kWh consumidos, para condições de geração menos favoráveis, na bandeira amarela e um acréscimo de R\$ 3,00 para cada 100 kWh consumidos na bandeira vermelha para as condições mais custosas de geração, mas apenas a bandeira tarifária não seria suficiente e através de resolução homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015 a ANEEL aprovou uma Revisão Extraordinária de Tarifas (RTE) para 58, concessionárias de distribuição.

Foi definido um percentual para cada distribuidora conforme Quadro 01 e o efeito médio percebido pelos consumidores foi de 23,4%. Os novos índices passaram a vigorar a partir do dia 02/03/2015.

Quadro 01 – Percentual de reajuste RTE para algumas distribuidoras

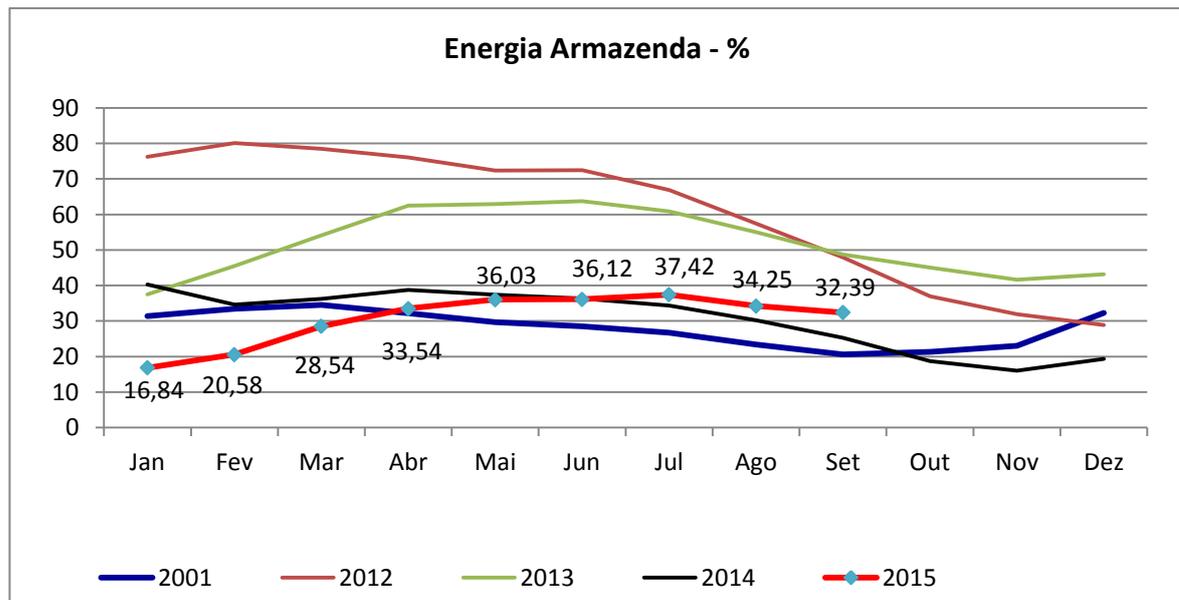
Distribuidora	Efeito RTE
CELESC	24,80%
BANDEIRANTE	24,90%
DME-PC	27,60%
ENERSUL	27,90%
CEMIG	28,80%
CPFL PAULISTA	31,80%
ELETROPAULO	31,90%
COPEL	36,40%
AES SUL	39,50%

Fonte: O autor, adaptado de ANEEL, 2015

2.2 Risco de racionamento

Conforme demonstrado na Figura 01, até o mês de fevereiro/2015 o nível dos reservatórios da região Sudeste e Centro Oeste vinha se mantendo inferior a 21% da capacidade máxima de armazenamento, situação pior que em 2001 quando houve o racionamento de energia elétrica.

Figura 01 - Energia armazenada em relação à capacidade máxima na região Sudeste e Centro-Oeste



Fonte: O autor, adaptado de ONS, 2015

2.3 Eficiência energética

Se por um lado reduziu o risco de racionamento em meados de 2015, o aumento nas tarifas de energia elétrica e por consequência da cadeia de insumos, muitas empresas terão dificuldades para repassar estes custos aos seus produtos, e a situação da indústria, que de modo geral já apresentava indicativos de retração, agora mais do que nunca, a eficiência energética será um fator decisivo para sobrevivência das empresas.

Projetos de eficiência energética engavetados nos anos anteriores onde a tarifa de energia mais barata inviabilizava economicamente, agora podem representar opções interessantes, como por exemplo, a utilização de lâmpadas de LED do inglês *Light Emitter Diode* ou Diodo Emissor de Luz em português; instalação de sistemas de geração de energia solar ou outras fontes alternativas, além de ajustes na demanda contratada e reopção tarifária.

Ao mesmo tempo em que os equipamentos eletrônicos de potência oferecem alto desempenho, rapidez de processamento com menor consumo de energia, também podem ser os vilões da geração de distúrbio. A utilização de diodo semicondutores nas lâmpadas de LED e dos componentes de chaveamento utilizados nos sistemas de conversão de energia podem interferir no fator de potência e gerar harmônicos na rede afetando diretamente a qualidade da energia (FERREIRA, 2010, p. 26). Nestes casos os distúrbios são gerados nas cargas dos consumidores e podem se propagar pela rede das empresas de energia elétrica.

Um fator importante que deve ser levado em consideração é a possibilidade de entrada das fontes alternativas de geração distribuída prevista na Portaria nº44 do Ministério das Minas e Energia - MME, de 10 de março de 2015, que estimula adesão dos grandes consumidores que possuem geradores de eletricidade para produzir e injetar essa geração incentivada na rede de distribuição.

Como a energia gerada pelos consumidores através dos geradores a diesel ou sistemas fotovoltaicos pode ser injetada na rede das empresas de energia elétrica será necessário intensificar o monitoramento da qualidade da energia.

2.4 Legislação

A Constituição Brasileira prevê que o desenvolvimento, uso e venda de eletricidade poderão ser promovidos diretamente pelo Governo Federal ou indiretamente por meio da outorga de concessões, permissões ou autorizações. Segundo Calcas (2006), até a década de 1980, antes da publicação da constituição federal, as empresas públicas de energia elétrica, na maioria pertencente ao governo federal, estadual ou municipal recebiam do poder concedente, a autorização para explorar os serviços de energia elétrica sem necessidade de participar de leilões e muitas das concessões não tinham prazos estabelecidos. Existia uma tarifa única de energia elétrica no Brasil, que garantia a remuneração das concessionárias, independentemente de seu nível de eficiência. Esse sistema não incentivava a busca pela eficiência por parte da distribuidora, uma vez que a integralidade de seu custo era transferida ao consumidor.

Nos anos 90 o Governo Federal criou o Programa Nacional de Privatização visando à transferência para o setor privado de certas empresas controladas por ele, inclusive empresas do setor energético com o objetivo de incentivar o crescimento do papel do investimento privado e à eliminação das restrições a investimentos estrangeiros, aumentando desta forma a concorrência no setor energético (CALDAS, 2006). As tarifas passaram a ser fixadas por empresa, conforme características específicas de cada área de concessão, por exemplo, número de consumidores, quilômetros de rede de transmissão e distribuição, tamanho do mercado (quantidade de unidades de consumo atendidas por uma determinada infraestrutura), custo da energia comprada e tributos estaduais, entre outros.

Enquanto a maioria das empresas de distribuição foram privatizadas, boa parte da capacidade de geração ainda era controlada pela Eletrobrás, por meio das suas subsidiárias Chesf, Eletronorte e Furnas. As leis No 8.987 de 13 de fevereiro de 1995 e a Lei No 9.074 de

7 de julho de 1995, conhecidas como Lei de Concessões de Energia exigiam que todas as concessões para prestação de serviços relacionados à energia sejam outorgadas por meio de processos de licitação pública e concederam aos Consumidores Livres e aos fornecedores de eletricidade pleno acesso a todos os sistemas de distribuição e transmissão, permitindo que os Consumidores Livres comprassem eletricidade diretamente de fornecedores detentores de concessão, permissão ou autorização. Em 1996 foi instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Lei n° 9.427 com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Em 1998, com a nova Lei do Setor Energético, Lei n° 9.648, houve uma reformação na estrutura básica do setor de eletricidade com a criação Mercado Atacadista de Energia - MAE, responsável pela operação do mercado de energia de curto prazo e a criação do Operador Nacional do Sistema - ONS, entidade privada sem fins lucrativos responsável pelo gerenciamento operacional das atividades de geração e transmissão do sistema elétrico interligado.

O Brasil passou por uma forte crise energética em 2001. Foi implantado o programa de racionamento do consumo de energia como medida emergencial para reduzir o risco de um colapso no sistema elétrico, através de regimes tarifários especiais de bônus para superação das metas de redução e multas pelo seu descumprimento (CALDAS, 2006).

Em 15 de março de 2004, o Governo Federal promulgou a Lei n° 10.848, ou a Lei do Novo Modelo do Setor, para reestruturar o setor energético com o objetivo de propiciar aos consumidores garantia de suprimentos de energia combinada. Em 30 de julho de 2004, o Governo Federal publicou o Decreto 5.163, que rege a compra e venda de eletricidade nos termos da Lei do Novo Modelo do Setor, bem como a outorga de autorizações e concessões para projetos de geração de eletricidade. Incluem-se aí normas relativas a procedimentos de leilão, a forma de contratos de compra e venda de energia e método de repasse dos custos aos consumidores finais. A partir de 12 de agosto de 2004 o MAE foi sucedido pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, conforme Decreto número 5177, publicado pela Presidência da República.

O modelo regulatório atual contém dois ambientes de contratação: Ambiente de Contratação Regulado - ACR e Ambiente de Contratação Livre - ACL.

No ACR inclui o mercado cativo de energia das distribuidoras e estas são obrigadas a comprar energia das geradoras participantes dos leilões com contratos de longo prazo.

No ACL, mercado de curto prazo, podem participar consumidores livres e comercializadores aptos a escolher seu fornecedor de energia elétrica. Consumidores cuja demanda seja maior ou igual a 3 MW podem comprar energia de qualquer agente de geração

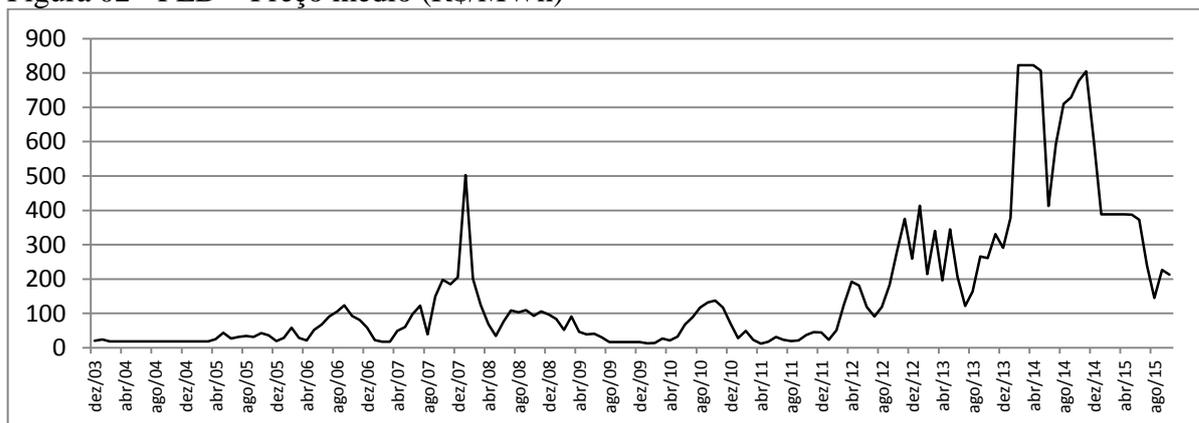
ou comercialização de energia. Os consumidores com demanda acima de 0,5 MW podem realizar negócios no âmbito do ACL desde que seja atendido por fontes incentivadas.

A CCEE efetua a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, ou seja: as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado por empresas geradoras, distribuidoras, consumidores livres e empresas comercializadoras de energia. As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL

O Preço de Liquidação de Diferenças - PLD apresentado na Figura 02 é uma referência de valor no mercado de curto prazo de compra e venda de energia elétrica, atualizada semanalmente, são calculados, por determinação da Agência Nacional de Energia Elétrica com base informações das condições hídricas dos reservatórios fornecidas pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, no qual constam dados como a previsão de vazão de cada usina e despacho das termelétricas, que produzem energia mais cara, para compensar a queda no nível dos reservatórios, para fazer uma programação da geração de cada uma dessas geradoras.

Se uma empresa ou distribuidora consumiu mais energia do que havia contratado, por meio de leilões ou acordos bilaterais, ela é obrigada a pagar a diferença no preço do PLD e se consumiu menos, recebe um crédito. Os gastos ou lucros com essas diferenças podem ser repassados para o consumidor cativo na data do reajuste anual da distribuidora.

Figura 02 - PLD – Preço médio (R\$/MWh)



Fonte: O autor, adaptado de CCEE, 2015

O decreto N° 8.461 de 02/06/2015 da Presidência da República, que regulamenta a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica por um prazo de até 30 anos prevê a possibilidade da perda da concessão no caso de descumprimento das metas por dois

anos consecutivos, sendo esperada uma melhoria na qualidade da energia elétrica e dos serviços prestados.

Art.4º A inadimplência da concessionária decorrente do descumprimento de uma das metas anuais de que trata o § 4º do art. 1º por dois anos consecutivos ou de qualquer dessas metas ao final do prazo de cinco anos acarretará a extinção da concessão, (Art. 4º, decreto Nº 8.461 de 2 de Junho de 2015).

A ANEEL foi criada com a missão de proporcionar condições favoráveis para que o mercado de energia elétrica se desenvolva com equilíbrio entre os agentes e em benefício da sociedade, para regulação técnica e econômica; atribuições de Poder Concedente para conferir outorgas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; titulação e fiscalização de atividades setoriais relacionadas com a cadeia produtiva da energia elétrica; regulação de tarifas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

A Resolução ANEEL 414 de 09/09/2010 que Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada foi um processo de revisão da Resolução ANEEL no 456, de 29 de novembro de 2000 e já teve a redação de vários artigos alterados por várias outras resoluções.

Conforme Art. 2º da Resolução ANEEL 414 a classificação das unidades consumidas quanto ao nível de fornecimento se divide nos grupos A e B.

[...] XXXVII – grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária, caracterizado pela tarifa binômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo A1 – tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV;
- b) subgrupo A2 – tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV;
- c) subgrupo A3 – tensão de fornecimento de 69 kV;
- d) subgrupo A3a – tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV;
- e) subgrupo A4 – tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV;
- f) subgrupo AS – tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição.

[...]XXXVIII – grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômica e subdividido nos seguintes subgrupos:

- a) subgrupo B1 – residencial;
- b) subgrupo B2 – rural;
- c) subgrupo B3 – demais classes;
- d) subgrupo B4 – Iluminação Pública. (Resolução ANEEL 414, art. 2º).

São definidos os seguintes conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência ativas, considerando as seguintes modalidades:

- a) modalidade tarifária convencional monômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia;
- b) modalidade tarifária horária branca: aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 e para as subclasses Baixa Renda do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
- c) modalidade tarifária convencional binômnia: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;
- d) modalidade tarifária horária verde: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- e) modalidade tarifária horária azul: aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia; (Resolução ANEEL 414, art. 2).

A definição dos postos tarifários ponta e fora de ponta devem ser propostas pela distribuidora, para aprovação da ANEEL, conforme disposto no art. 59 Resolução 414.

§ 1º A aprovação dos postos tarifários ponta, intermediário e fora de ponta propostos pela distribuidora ocorre no momento da homologação de sua revisão tarifária periódica.

§ 2º A ANEEL pode autorizar a aplicação de diferentes postos tarifários de ponta, intermediário e fora de ponta para uma mesma distribuidora, em decorrência das características operacionais de cada subsistema elétrico ou da necessidade de estimular a mudança do perfil de carga de unidades consumidoras (Resolução ANEEL 414, art. 59).

No estado de Minas Gerais na área de concessão da Cemig o horário de ponta é das 17h00 às 20h00 e no horário de verão das 18h00 às 21h00.

As tarifas diferenciadas nos horário de ponta e fora de ponta na modalidade tarifária Verde e Azul são uma forma de incentivo de utilização da energia no horário fora de ponta onde a tarifa é menor, quando o sistema está menos carregado, reduzido cargas pesadas das indústrias no momento em que ocorre a elevação do consumo residencial principalmente para utilização do chuveiro.

No caso da Tarifa Verde o valor da demanda é único, no entanto o consumo utilizado no horário de ponta é mais de três vezes maior que a tarifa de consumo no horário fora de ponta, sendo mais indicada para as unidades que podem desligar as cargas no horário de ponta ou que possuem geradores a diesel ou de outras fontes suprir a energia neste horário.

No caso da tarifa Azul a demanda no horário de ponta é mais de três vezes o valor da demanda fora de ponta, no entanto o consumo no horário de ponta é pouco mais de 20 %

maior que o valor no horário fora de ponta, sendo mais indicada para as unidades que não conseguem modular a carga no horário de ponta para um fator de carga inferior a 60%.

A tarifa convencional é restrita às instalações com demanda contratada inferior a 150 kW e possui uma tarifa única para demanda e uma tarifa única para consumo independente do horário de consumo.

O Quadro 02 apresenta as tarifas A4, da resolução ANEEL 1872/2015, vigentes na área de concessão da Cemig no mês 10/2015, que atende a instalação da Cidade Universitária do UNIS – MG, onde foi analisada a qualidade da energia.

Quadro 02 - TARIFAS RESOLUÇÃO Nº 1.872/2015, A4 - 13.8 KV, Sem Impostos, outubro/2015

SEGMENTO	UNIDADE	AZUL	VERDE	CONVENCIONAL
DEMANDA PONTA	R\$/kW	30.00	9.00	30.60
DEMANDA FORA PONTA	R\$/kW	9.00		
CONSUMO PONTA	R\$/MWh	492.88	1219.98	366.27
CONSUMO FORA PONTA	R\$/MWh	354.76	354.76	

Fonte: O autor, adaptado de CEMIG, 2015.

Conforme art. 76 e 95 da Resolução ANEEL 414 a distribuidora poderá cobrar o excedente de reativos devido ao fator de potência inferior a 0,92 apenas das unidades consumidoras do grupo A.

[...]O fator de potência da unidade consumidora, para fins de cobrança, deve ser verificado pela distribuidora por meio de medição permanente, de forma obrigatória para o grupo A.

Parágrafo Único. As unidades consumidoras do grupo B não podem ser cobradas pelo excedente de reativos devido ao baixo fator de potência. (Resolução ANEEL 414, art. 76).

[...] O fator de potência de referência “fR”, indutivo ou capacitivo, tem como limite mínimo permitido, para as unidades consumidoras do grupo A, o valor de 0,92. (Resolução ANEEL 414, art. 92).

A Figura 03 apresenta um exemplo de fatura com cobrança de energia reativa no valor de R\$ 5.963,95 no horário fora de ponta e R\$ 662,64 no horário de ponta, devido ao baixo fator de potência.

Figura 03 - Exemplo de fatura com cobrança de energia reativa devido ao baixo fator de potência

Valores Faturados			
Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
Demanda Ativa kW HFP/Único	427	11,87335092	5.069,91
Demanda Ativa kW HFP s/ ICMS	273	9,59488273	2.619,39
Energia Ativa kWh HFP/Único	134.400	0,46802111	62.902,02
Energia Ativa kWh HP	12.600	1,60947230	20.279,33
Energia Reativa kWh HFP/Único	18.900	0,31555409	5.963,95
Energia Reativa kWh HP	2.100	0,31555409	662,64

Fonte: O autor, adaptado de fatura de energia elétrica.

Os Contratos de Concessão preveem três mecanismos de atualização tarifária: Reajuste Anual, Revisão Tarifária e Revisão Tarifária Extraordinária. O Reajuste Tarifário restabelece o poder de compra da receita da concessionária, segundo uma fórmula prevista no Contrato de Concessão. Ele é concedido anualmente na data de aniversário do contrato, exceto no ano em que ocorre o mecanismo de revisão tarifária. A Revisão Tarifária Periódica permite o reposicionamento da tarifa após completa análise dos custos eficientes e remuneração dos investimentos prudentes, em intervalos de quatro ou cinco anos. Esse mecanismo se diferencia dos reajustes anuais por ser mais amplo e levar em conta todos os custos, investimentos e receitas para fixar um novo patamar de tarifas adequado à estrutura da empresa e a seu mercado. Já a Revisão Tarifária Extraordinária destina-se a atender casos muito especiais de desequilíbrio justificado. Pode ocorrer a qualquer tempo, quando um evento imprevisível afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão.

Em 2015, além do reajuste extraordinário, cada distribuidora teve seu reajuste anual, que no caso da Cemig ocorreu através da Resolução Homologatória Nº 1.872, De 7 de Abril de 2015. O aumento médio para o consumidor residencial foi de 5,93%, para os consumidores industriais e o setor de serviços, atendidos em média e alta tensão de energia, o aumento médio foi de 8,12% e para os consumidores atendidos em baixa tensão o reajuste médio de 6,56%.

Conforme Quadro 03, a soma do reajuste anual e extraordinário, juntamente com a bandeira tarifária para os clientes atendidos na tarifa A4 Verde representa um aumento percentual de 77,42% a partir de abril de 2015, comparando com o mesmo período de 2014 no horário fora de ponta, 19,69% no horário de ponta, e 8,7% na demanda contratada, que pode representar um aumento médio próximo de 50% no valor total da fatura. Este percentual varia de acordo com o perfil de consumo de cada instalação e da demanda contratada.

Quadro 03 - Reajuste tarifa de energia elétrica da Cemig A4 Verde, período de abril de 2014 à abril de 2015

Tarifas CEMIG A4 Verde sem tributos	Demanda	Consumo	
	única	Ponta	Fora Ponta
	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
Resolução 1.700/2014 - Reajuste Anual (2014)	8,28	1.027,66	205,59
Resolução 1.858/2015 - Reajuste Extraordinário (RTE)	8,28	1.124,69	286,40
% de reajuste RTE	0,00%	9,44%	39,31%
Resolução 1.872/2015 - Reajuste Anual (2015)	9,00	1.174,98	309,76
% de reajuste RTE + Resolução 1872	8,70%	14,34%	50,67%
Adicional Bandeira Vermelha	9,00	1.229,98	364,76
% de reajuste 12 meses	8,70%	19,69%	77,42%

Fonte: O autor, dados Resoluções ANEEL: 1700/2014, 1858/2015 e 1872/2015.

2.5 Fiscalização

Dentro dos aspectos de fiscalização a ANEEL realiza auditoria nas concessionárias bem como monitora o desempenho das distribuidoras quanto à continuidade do serviço prestado de energia com base em indicadores coletivos e individuais. O assunto está regulamentado no Módulo 8 - Qualidade Energia Elétrica dos Procedimentos de Distribuição - PRODIST, aprovado pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 345/2008, que já passou por 7 revisões com vigência da última versão em 01/01/2016 é a referência nacional em termos de qualidade de energia.

O DEC e o FEC são indicadores coletivos, e são acompanhados pela ANEEL através de subdivisões das distribuidoras, denominadas Conjuntos Elétricos. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica o número de horas em média que um consumidor fica sem energia elétrica durante um período, geralmente o mês ou o ano. Já o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) indica quantas vezes, em média, houve interrupção na unidade consumidora (residência, comércio, indústria etc.).

Além dos indicadores coletivos DEC e FEC, as distribuidoras devem acompanhar as interrupções ocorridas em cada unidade consumidora. Para isso, são apurados os indicadores de continuidade individual, DIC, FIC e DMIC. Os indicadores DIC (Duração de Interrupção por Unidade Consumidora) e FIC (Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora) indicam por quanto tempo e o número de vezes respectivamente que uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica durante um período considerado. O DMIC (Duração Máxima de Interrupção por Unidade Consumidora) é um indicador que limita o tempo

máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe o consumidor sem energia elétrica durante um período muito longo.

A ANEEL estabelece limites para os indicadores de continuidade individuais. Eles são definidos para períodos mensais, trimestrais e anuais. Quando há violação desses limites, a distribuidora deve compensar financeiramente a unidade consumidora. A compensação é automática, e deve ser paga em até 2 meses após o mês de apuração do indicador (mês em que houve a interrupção). As informações referentes aos indicadores de continuidade estão disponíveis na fatura de energia elétrica.

No exemplo da Figura 04 a concessionária tinha uma meta mensal com limite de 5,31 horas de interrupção de um cliente e poderia ter até 5,04 interrupções no mês 11/2014, sendo registrada neste mês apenas uma interrupção, mas com duração de 9,32 horas, gerando um crédito ao cliente no valor de R\$ 953,29 na fatura mês 01/2015, pela violação do indicador de continuidade.

Figura 04 – Exemplo de compensação na fatura por violação de indicador de qualidade

Modalidade Tarifária THS Verde A4		Informações Técnicas			
		Valores Faturados			
		Descrição	Quantidade	Tarifa/Preço	Valor(R\$)
		Demanda Ativa kW HFP/Único	525	10,80516769	5.672,67
		Demanda Ativa kW HFP s/ ICMS	35	8,74986791	306,21
		Energia At kWh HFP/Ún Verde	64.400	0,26828918	17.277,80
		Energia At kWh HFP/Ún Vermelha	25.200	0,30743834	7.747,42
		Energia Ativa kWh HP Verde	1.400	1,34106747	1.877,47
		Energia Ativa kWh HP Vermelha	700	1,38021663	966,13
		Encargos/Cobranças			
		Compensação DMIC mensal			953,29-
		Adicional Bandeiras - Já incluído no Valor a Pagar			
		Bandeira Vermelha			1.013,95
Indicadores de Qualidade de Fornecimento					
São Gonçalo do Sapucaí-Mês:11/2014		Valores Permitidos			
Apurado Mensal	Mensal	Trimestral	Anual		
DIC	9,32	10,23	20,47	40,94	
FIC	1,00	5,04	10,09	20,19	
DMIC	9,32	5,31	-	-	
DICRI	0,00	12,71	-	-	
Tensão: Nominal= 13,8 kV Mín.= 12,9 kV Máx.= 14,5 kV					
Valor Encargo Uso Sist. Distribuição: R\$		8.877,11			

Fonte: O Autor, adaptado de fatura de energia elétrica.

Quando há transgressão dos limites de tensão em regime permanente, a concessionária tem um prazo de 90 dias para regularizar a tensão do consumidor, no caso de violação na faixa precária, e de 15 dias, no caso de violação na faixa crítica. Caso não haja a regularização no prazo, a distribuidora deve compensar financeiramente e deve ser paga até que a distribuidora regularize a tensão fornecida ao consumidor. Conforme informações disponíveis

no site da ANEEL no ano de 2015 foram pagas 9962 compensações por violação dos indicadores de conformidade de nível de tensão em regime permanente na área da concessionária Eletropaulo, no valor total de R\$ 642.683,13 e 46090 compensações no valor total de R\$ 2.115.476,30 na área da Cemig.

3 FENÔMENOS ELETROMAGNÉTICOS

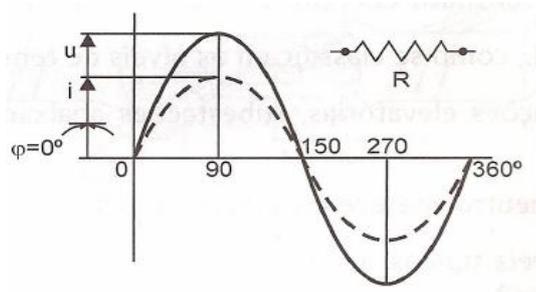
Para analisar a qualidade da energia é necessário a caracterização dos fenômenos eletromagnéticos que interferem na qualidade da energia elétrica.

3.1 Fator de potência

Para entender o que é fator de potência, é preciso compreender carga linear e não linear.

Segundo Capelli (2013, p. 76), uma carga linear é aquela que obedece à lei de Ohm, ou seja, a tensão é igual ao produto da corrente pela resistência. O resistor é um exemplo de carga linear. A Figura 05 ilustra a corrente elétrica em fase com a tensão. Isso significa que se aumentarmos a tensão aplicada no resistor, a corrente aumentaria na mesma proporção.

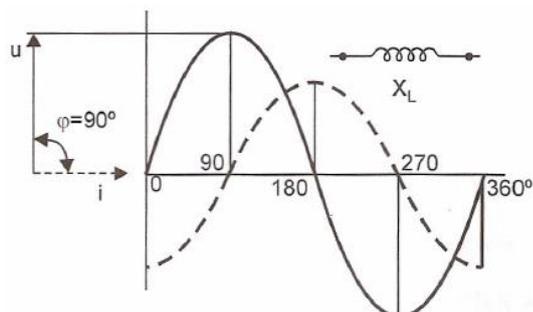
Figura 05 - Tensão X corrente no resistor



Fonte (CAPELLI, 2013, p. 76).

O mesmo não ocorre em indutores. Na verdade, esses componentes oferecem oposição às variações de corrente e, por essa razão, a tensão em um circuito puramente indutivo está 90° adiantada em relação à corrente ($\varphi = 90^\circ$ C), Figura 06. Portanto, o indutor não é uma carga linear.

Figura 06 - Tensão X Corrente no indutor



Fonte: (CAPELLI, 2013, p. 77).

Segundo Capelli (2013 p. 77), o capacitor também não é uma carga linear, entretanto, como ele se opõe às variações de tensão, ela está atrasada ($\varphi = -90^\circ$) em relação à corrente elétrica.

Quando nos referimos às cargas não lineares, em vez de atribuirmos o termo "resistência", indicamos "impedância".

A resistência não se altera com a frequência, mas a impedância sim, no indutor é alterada conforme Fórmula (1):

$$XL = 2 \pi . f . L \quad (1)$$

Onde: XL é a reatância indutiva, L é a Indutância dada em *Henrys*, f é a frequência dada em *Hertz*, π é aproximadamente 3,14159.

O capacitor tem sua impedância regida pela Fórmula (2):

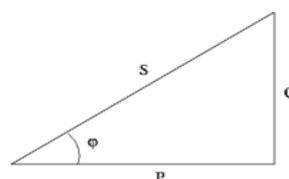
$$XC = \frac{1}{2 . \pi f C} \quad (2)$$

Onde: XC é a reatância capacitiva, C é a Capacitância dada em *Farads*, f é a frequência dada em *Hertz*, π é aproximadamente 3,14159.

Geralmente, as cargas de uma instalação são formadas por parcelas resistivas, indutivas e capacitivas. A energia reativa é uma parte da energia fornecida pela distribuidora que não gera trabalho nem calor. Essa energia é armazenada nas bobinas nos motores e nos capacitores, mas é devolvida para rede. O fator de potência de 0,92 significa de forma simplificada que 92% da energia fornecida pela distribuidora é utilizada em forma de energia ativa.

O triângulo das potências ilustrado na Figura 07 relaciona as potências ativa, aparente e reativa.

Figura 07 - Triângulo das potências.



Fonte: (CAPELLI, 2013, p 70).

Onde: S é a potência aparente, P a potência ativa e Q a potência reativa e φ é o ângulo de defasagem entre as potências aparente e ativa.

A potência aparente é a maior delas, e corresponde à hipotenusa do triângulo-retângulo. Esta é a energia total drenada pela carga, porém a parte que realiza o trabalho denomina-se ativa ou potência útil. A potência reativa é o desperdício do sistema, e quanto menor ela for, melhor é o sistema. Com o teorema de Pitágoras, tem-se:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (3)$$

Pela relação trigonométrica calcula-se a potência útil através do cosseno do ângulo de defasagem entre as potências aparente e ativa.

$$P = S \cdot \cos\varphi \quad (4)$$

Onde: O $\cos\varphi$ é o que se chama fator de potência (FP) e também pode ser calculado a partir dos valores registrados de potência ativa (P) e potência reativa (Q) ou pelas respectivas energias ativa (EA) e energia reativa (ER) ou pela razão entre a potência ativa (P) potência aparente (S)

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2+Q^2}} = \frac{EA}{\sqrt{EA^2+ER^2}} = \frac{P}{S} \quad (5)$$

As distorções harmônicas interferem na forma da onda e por consequência no fator de potência.

Em um motor, a potência útil é aquela que se transforma em torque mecânico no motor. A reativa gera o magnetismo e calor nos enrolamentos (perdas), e a potência aparente é a soma da potência útil e o desperdício. Segundo Capelli (2013, p. 80), quanto menor a potência reativa, menor o desperdício, ou seja quanto maior o fator de potência, mais eficaz é o sistema. A Figura 08 mostra alguns exemplos do tipo de carga segundo seu fator de potência.

Figura 08 - Tipo de carga X Fator de Potência

Tipo de carga	Relação fasorial	Fase	Fator de potência	P Absorvido pela carga	Q Absorvido pela carga
Resistiva		$\varphi = 0$	$\text{COS}\varphi = 1$	$P > 0$	$Q = 0$
Indutiva		$\varphi = +90^\circ$	$\text{COS}\varphi = 0$	$P = 0$	$Q > 0$
Capacitiva		$\varphi = -90^\circ$	$\text{COS}\varphi = 0$	$P = 0$	$Q < 0$
Resistiva e Indutiva		$0 < \varphi < +90^\circ$	$1 > \text{COS}\varphi > 0$	$P > 0$	$Q > 0$
Resistiva e Capacitiva		$-90^\circ < \varphi < 0$	$0 < \text{COS}\varphi < 1$	$P > 0$	$Q < 0$

Fonte: (CAPELLI, 2013, p. 80).

Um baixo fator de potência causa mais problemas do que apenas desperdício na instalação. Ter um baixo $\text{cos}\varphi$ significa maior quantidade de energia reativa que circula pelas linhas de alimentação, portanto um baixo fator de potência prejudica não só a instalação, mas também a rede na qual ela está ligada, por isso as instalações com fator de potência menor que 0,92 estão sujeitas à multa na fatura de energia elétrica, se for indutivo das 06h às 24h, quando a rede das concessionárias é predominantemente indutiva devido à tendência na indústria de aumentar a parcela indutiva com o acionamento de motores, ou capacitiva das 24h às 06h, quando a situação se inverte, tende a um fator de potência capacitivo.

Segundo Capelli (2013, p. 82), as consequências mais significativas do baixo fator de potência são:

- acréscimo na conta de energia elétrica;
- limitação da capacidade dos transformadores;
- quedas e flutuação da tensão;
- sobrecarga nos dispositivos de manobra (chaves, contadores etc.) e consequente redução da vida útil;
- perdas na linha por efeito joule;
- necessidade de aumento dos condutores;
- necessidade de aumento dos equipamentos de proteção.

A correção do fator de potência consiste em equilibrar a quantidade de energia reativa indutiva com a energia reativa capacitiva de forma que uma neutralize a outra. A utilização de

compensadores estáticos ainda é pouco utilizada devido ao custo maior, e o compensador síncrono, por ser uma máquina girante, tem como desvantagem a necessidade da manutenção periódica, sendo necessário parar o compensador, além de apresentar um custo maior que a instalação de bancos de capacitores.

A utilização de capacitores para correção do fator de potência é uma das formas mais utilizadas na indústria pela simplicidade e custo, no entanto no momento da energização os capacitores tendem a manter a tensão zero e para isso a corrente passa pelo capacitor como se estivesse em curto e essa variação de corrente num curto espaço de tempo carrega o capacitor com uma tensão elevada, que ao ser descarregada na rede pode provocar um transiente impulsivo que pode chegar a 1,3 a 1,5 Por Unidade (pu), (DUGAN, 2002, p. 17)

3.2 Categorias e Características Típicas de Fenômenos Eletromagnéticos

As características dos principais fenômenos eletromagnéticos em sistemas de energia estão divididas em categorias de acordo com o espectro, duração e tensão típica, conforme Quadro 04.

Quadro 04 – Categorias e Características Típicas de Fenômenos Eletromagnéticos

Categorias	Espectro típico	Duração típica	Tensão típica
1. Transitórios			
1.1 Impulsivos			
1.1.1 Nanossegundos	5ns ascensão	< 50ns	
1.1.2 Microssegundos	1µs ascensão	50ns – 1ms	
1.1.3 Milissegundos	0,1ms ascensão	> 1ms	
1.2 Oscilatórios			
1.2.1 Baixa Frequência	< 5 kHz	0,3 – 50ms	0 – 4 p.u.
1.2.2 Média Frequência	5 – 500 kHz	20µs	0 – 8 p.u.
1.2.3 Alta Frequência	0,5 – 5 MHz	5µs	0 – 4 p.u.
2. Variações de Tensão de Curta Duração			
2.1 Instantâneas			
2.1.1 Sag (Afundamento)		0,5 – 30 ciclos	0,1 – 0,9 p.u.
2.1.2 Swell (Elevação)		0,5 – 30 ciclos	1,1 – 1,8 p.u.
2.2 Momentâneas			
2.2.1 Interrupção		0,5 ciclos – 3s	< 0,1 p.u.
2.2.2 Sag (Afundamento)		30 ciclos – 3s	0,1 – 0,9 p.u.
2.2.3 Swell (Elevação)		30 ciclos – 3s	1,1 – 1,4 p.u.
2.3 Temporárias			
2.3.1 Interrupção		3s – 1 min	< 0,1 p.u.
2.3.2 Sag (Afundamento)		3s – 1 min	0,1 – 0,9 p.u.
2.3.3 Swell (Elevação)		3s – 1 min	1,1 – 1,2 p.u.
3. Variações de Tensão de Longa Duração			
3.1 Interrupção Sustentada		> 1 min	0,0 p.u.
3.2 Subtensão		> 1 min	0,8 – 0,9 p.u.
3.3 Sobretensão		> 1 min	1,1 – 1,2 p.u.
4. Desequilíbrio de Tensão		Estacionário	0,5 – 2%
5. Distorção da Forma de Onda			
5.1 DC Offset		Estacionário	0 – 0,1%
5.2 Harmônicas		Estacionário	0 – 20%
5.3 Inter-harmônicas		Estacionário	0 – 2%
5.4 Notching (Corte de Tensão)		Estacionário	
5.5 Ruído		Estacionário	0 – 1%
6. Flutuação de Tensão		Intermitente	0,1 – 7%
7. Variação de Frequência		< 10s	

Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p 17).

3.2.1 Transitórios ou transientes

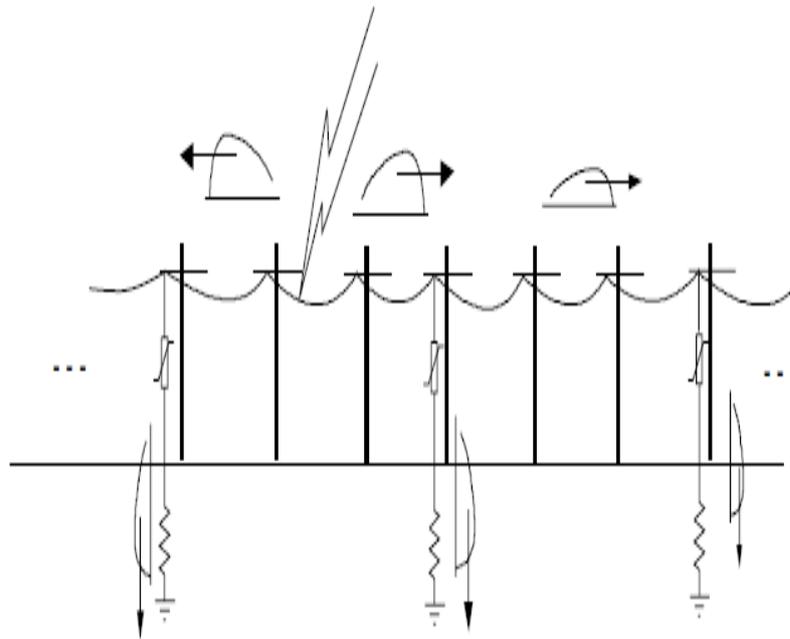
O termo transiente tem sido muito utilizado na análise das variações do sistema de potência para indicar um evento indesejável, ou a parte da mudança de uma variável que desaparece durante a transição de uma condição de estado estacionário para outra.

Os fenômenos transientes podem ser classificados em impulsivos e oscilatórios e podem ser gerados tanto pelas empresas de energia elétrica quanto nas cargas das instalações dos consumidores (DUGAN, 2002, p. 15).

3.2.1.1 Impulsivos

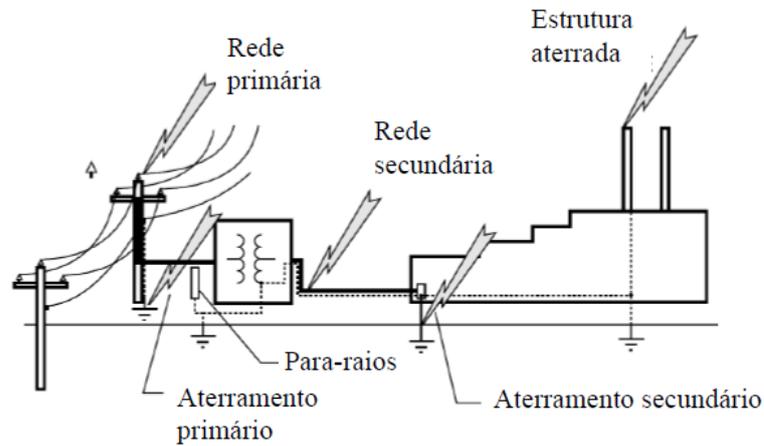
Segundo Dugan (2002, p. 15), um transiente impulsivo é uma mudança repentina, com frequência diferente daquela do sistema, unidirecional na polaridade (positiva ou negativa) na condição de regime permanente de tensão, corrente, ou ambos. Eles são caracterizados por seus tempos de subida e descida, e também podem ser expressos pelo seu conteúdo espectral (frequência predominante) e são causados geralmente por descargas atmosféricas e conduzidas para os circuitos de aterramento através de supressores (para-raios), conforme representado na Figura 09.

Figura 09 - Utilização de para-raios ao longo da linha para amortecimento das correntes transitórias



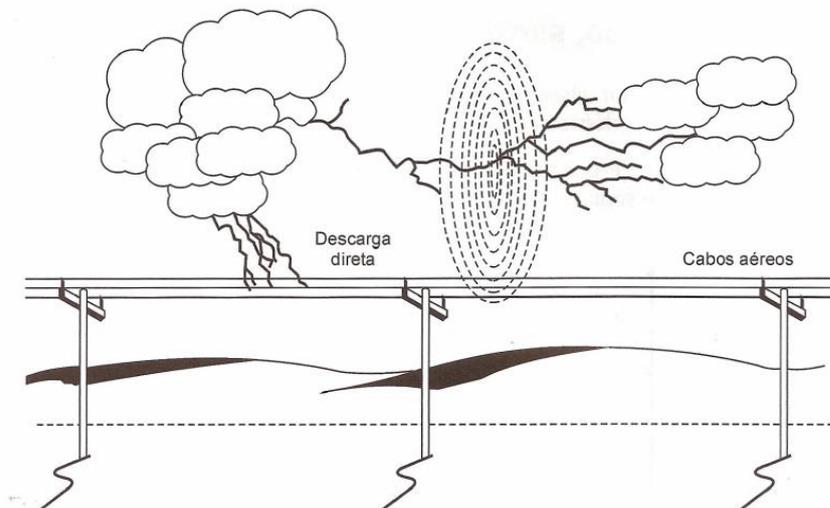
As descargas atmosféricas podem atingir diretamente a rede elétrica em vários locais, conforme ilustrado na Figura 10 ou provocar distúrbios por indução magnética de descargas a quilômetros de distância, conforme ilustrado na Figura 11.

Figura 10 - Locais onde a descarga atmosférica pode atingir e ser conduzida até as cargas.



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002 p 117).

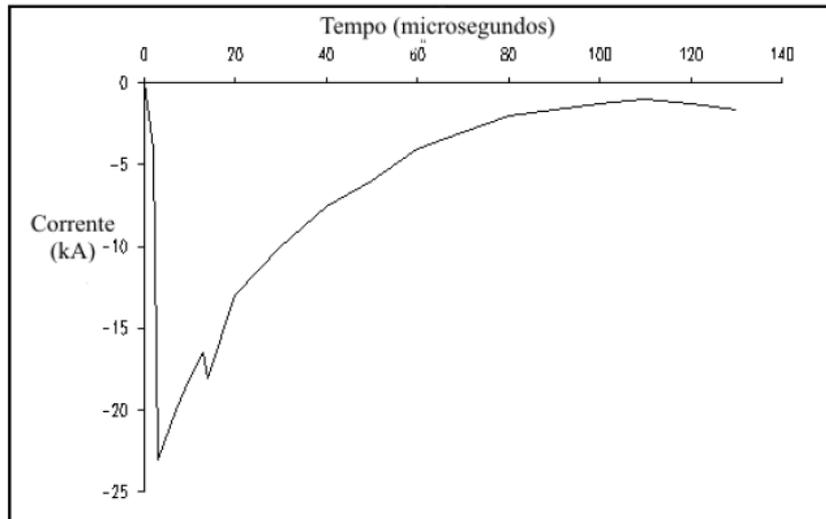
Figura 11 - Acoplamento capacitivo.



Fonte: (CAPPELI, 2013, P 100).

A Figura 12 mostra um exemplo de transiente impulsivo que atinge seu valor máximo superior a 20 kA em torno de 1,2 μ s e, posteriormente, decai para menos da metade de seu valor máximo em até 50 μ s.

Figura 12 – Transitório impulsivo de corrente causado por descarga atmosférica.



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 16).

Transientes impulsivos podem excitar a frequência natural dos circuitos do sistema de potência e produzir transitórios oscilatórios (DUGAN, 2002, p. 15)

3.2.1.2 Oscilatórios

Segundo Dugan (2002, p. 16), um transiente oscilatório é uma mudança repentina, com frequência diferente daquela do sistema, bidirecional na polaridade (positiva e negativa) na condição de regime permanente de tensão, corrente, ou ambos e são definidos, em função do conteúdo espectral (frequência predominante), duração e magnitude da tensão, como baixa, média ou alta frequência, conforme classificação do Quadro 05.

Quadro 05 - Classificação dos transitórios oscilatórios.

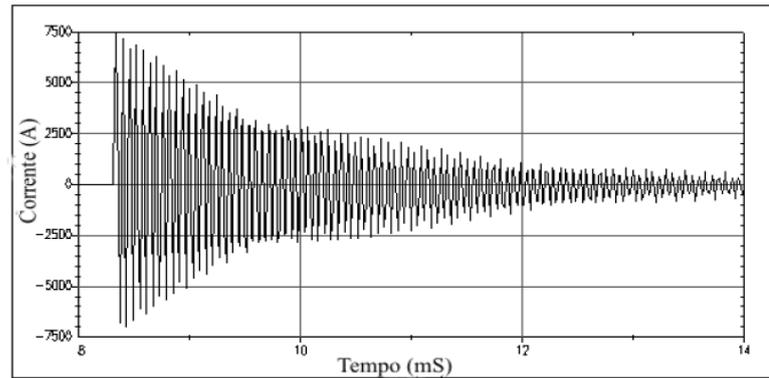
Categorias	Espectro típico	Duração típica	Tensão típica
1. Transitórios Oscilatórios			
1.2.1 Baixa Frequência	< 5 kHz	0,3 – 50ms	0 – 4 p.u.
1.2.2 Média Frequência	5 – 500 kHz	20μs	0 – 8 p.u.
1.2.3 Alta Frequência	0,5 – 5 MHz	5μs	0 – 4 p.u.

Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002,p. 14).

Transientes de alta frequência são geralmente o resultado de uma resposta do sistema local a um transiente impulsivo. Isto é, podem ser causados por descargas atmosféricas ou por chaveamento de circuitos indutivos.

Transientes oscilatórios de média frequência podem ser causados por chaveamento de capacitor “*back-to-back*” resultando em correntes transitórias de dezenas de kHz, chaveamento de disjuntores para eliminação de faltas ou resposta à transiente impulsivo. A Figura 13 é um exemplo chaveamento de capacitor “*back-to-back*”.

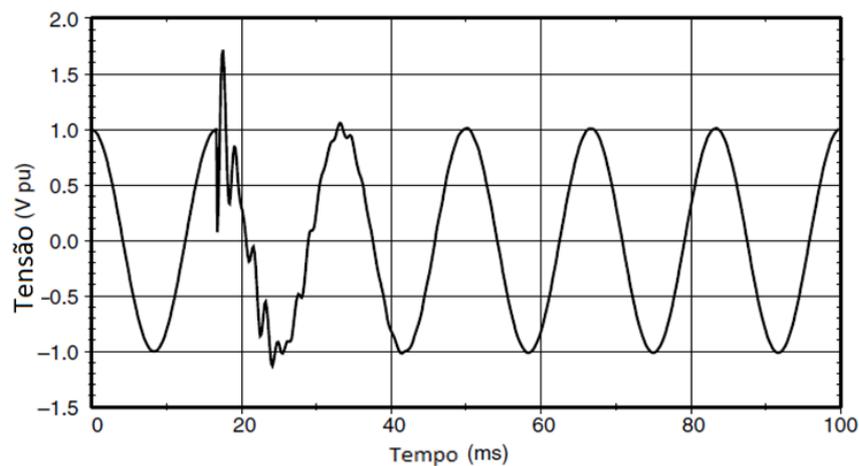
Figura 13 – Transitório provocado por chaveamento de capacitor.



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 17).

Segundo Dugan (2002, p. 17) os transientes oscilatórios de baixa frequência podem ser causados por vários tipos de eventos, principalmente energização de capacitores, conforme representado na Figura 14.

Figura 14 – Transitório de baixa frequência.



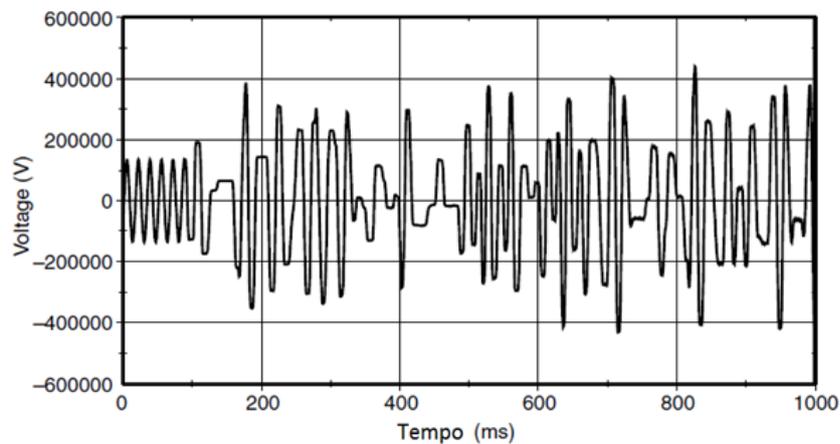
Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 18).

Segundo Dugan (2002, p. 17) os problemas comuns gerados pelos transitórios oscilatórios são disparos de controladores de ajuste de velocidade e mau funcionamento de outros equipamentos controlados eletronicamente.

Transientes devido a chaveamento de capacitores no sistema elétrico são, em geral, na ordem de 1,3 a 1,5 pu, porém capacitores no lado da carga podem ampliar a sobretensão transiente na carga.

Transientes oscilatórios com frequências menores do que 300 Hz podem também ser encontrados nos sistemas de distribuição. Estes estão, geralmente, associados aos fenômenos de ferroressonância e energização de transformadores sem carga, como ilustrado na Figura 15.

Figura 15 – Transitório provocado por ferroressonância



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 18).

Os problemas gerados pelos transitórios são a quebra da rigidez dielétrica dos materiais isolante provocando *flashover* e redução na vida útil dos equipamentos.

3.2.2 Variações de Tensão de Curta Duração

Conforme Tabela 04, variações de tensão de curta duração (VTCD) são alterações no valor RMS de uma tensão e podem ser caracterizadas em:

- a) Instantâneas: duração entre 0,5 e 30 ciclos
- b) Momentâneas: duração entre 30 ciclos e 3 segundos
- c) Temporárias: duração entre 3 segundos e 1 minuto

As variações de tensão normalmente são provocadas por má conexão intermitente dos cabos contato e energização de grandes cargas. Nas indústrias estes fenômenos podem provocar desligamento de cargas mais sensíveis paralisando a produção com perda de materiais, geração de refugos, reparos nos equipamentos e perda de tempo no restabelecimento da produção.

No caso de falta por curto circuito pode ser observado afundamento na fase envolvida, salto nas demais fases, seguida de interrupção do circuito.

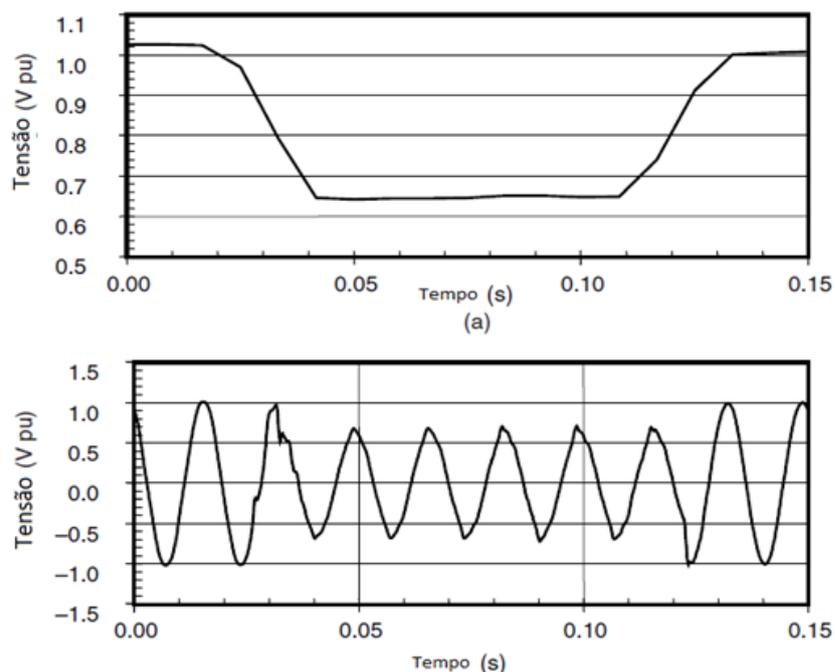
3.2.2.1 Afundamento de tensão

Segundo Dugan (2002, p. 19), afundamento de tensão (sag ou dip) caracteriza-se pela sua amplitude, tempo de duração e frequência de ocorrência. As características e o número de afundamentos diante de uma determinada falta dependem de vários fatores como:

- tipo da falta: trifásica, fase-terra;
- sua posição relativa a outros consumidores ligados na rede: dependendo da localização da falta, o afundamento de tensão pode afetar um grande número ou um número restrito de consumidores;
- impedância da falta: influencia a amplitude do afundamento de tensão;
- tipo de conexão dos transformadores: influencia a tensão numa determinada carga no caso de afundamentos desequilibrados;
- filosofia de proteção adotada no sistema.

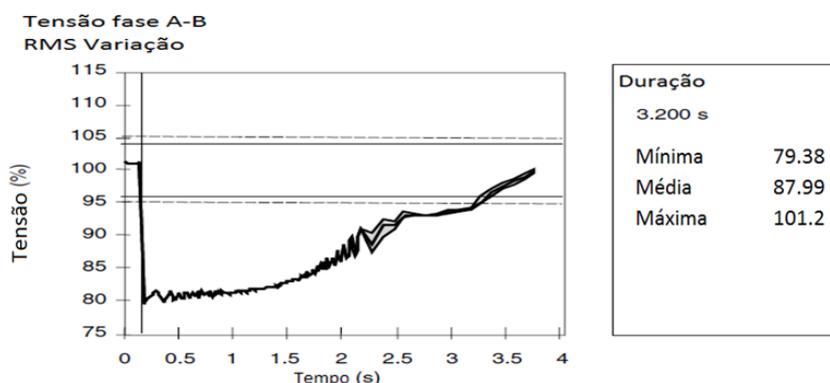
A Figura 16 ilustra um afundamento de tensão devido a uma falta simples fase-terra e a Figura 17 ilustra um afundamento de tensão devido à partida de um grande motor.

Figura 16 - afundamento de tensão devido a uma falta fase-terra. A



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002 p. 22).

Figura 17 - Afundamento de tensão devido à partida de grande motor



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002 P 22).

Nos casos de manobras na rede com transferência de cargas entre alimentadores pode ser necessária a retirada de serviço do regulador de tensão no momento da interligação dos alimentadores para fechamento do circuito em anel, antes de isolar o trecho que será trabalhado, interrompendo o fornecimento de energia no menor número de clientes possíveis. No intervalo de tempo que o regulador de tensão fica fora de serviço pode ocorrer afundamento de tensão.

A sensibilidade do equipamento a afundamentos de tensão é muito dependente do tipo de carga específica, configurações de controle e aplicações.

Consequentemente, muitas vezes é difícil identificar para quais características de um afundamento de tensão são mais susceptíveis de causar mau funcionamento nos equipamentos.

As características mais comumente usadas são a duração e a magnitude do afundamento.

Segundo Dugan (2002, p. 48), Geralmente a sensibilidade do equipamento à afundamentos de tensão pode ser dividida em três categorias:

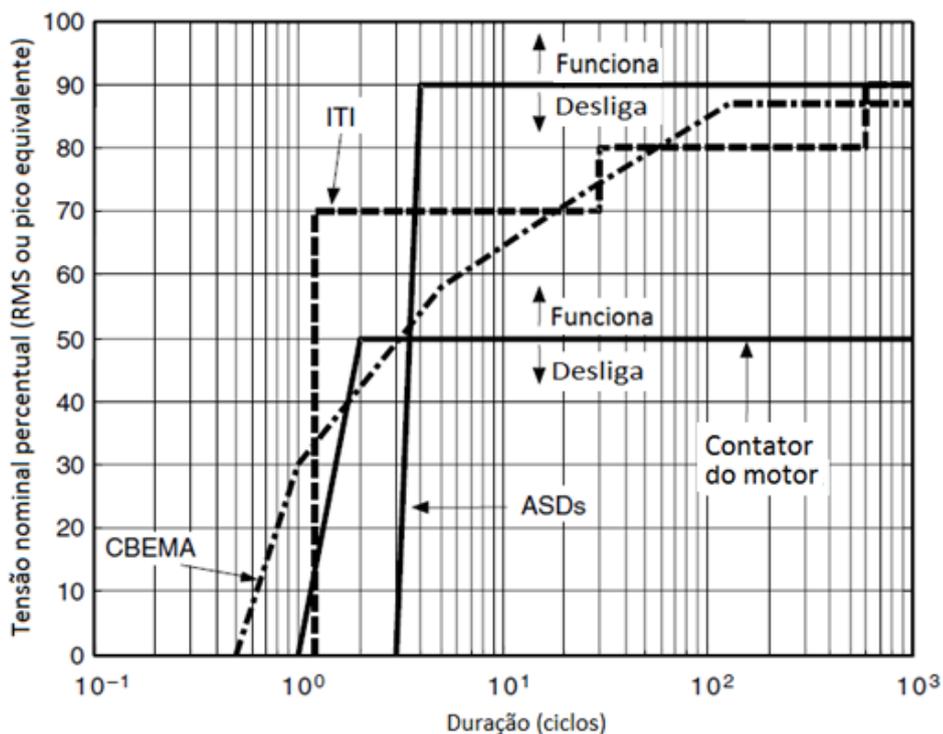
- a) Equipamentos sensíveis apenas à magnitude de um afundamento de tensão. Este grupo inclui dispositivos como relés de subtensão, controles de processo, controles de acionamento de motores e muitos tipos de máquinas automatizadas.
- b) Equipamento sensível à magnitude e a duração de um afundamento de tensão. Este grupo inclui praticamente todos os equipamentos que usa fontes de alimentação eletrônicas.
- c) Equipamento sensível à outras características. Alguns dispositivos são afetados por outras características, tais como o desequilíbrio da fase do durante o afundamento, o ponto da

curva que o afundamento é iniciado ou qualquer transientes oscilações que ocorrem durante a perturbação.

A *Computer and Business Equipment Manufacturers Association* (CBEMA), elaborou uma curva de suportabilidade para os equipamentos a qual foi atualizada pelo *Information Technology Industry Council* (ITIC), passando a ser chamada como curva ITI, para níveis mais adequados de acordo com as características atuais do sistema de distribuição de energia elétrica e a suportabilidade dos equipamentos, (DUGAN, 2002, p. 50).

A Figura 18 representa a área de vulnerabilidade para contadores de motor para as curvas CBEMA e ITI indicado a possibilidade de falhas (parar) se a tensão na carga cair abaixo de 0,5 pu e para os dispositivos de ajuste de velocidade variável ASD do inglês (*Adjustable-speed drives*) se a tensão cair abaixo de 0,9 pu.

Figura 18 - Curva CEBMA/ITI para contadores e ASDs



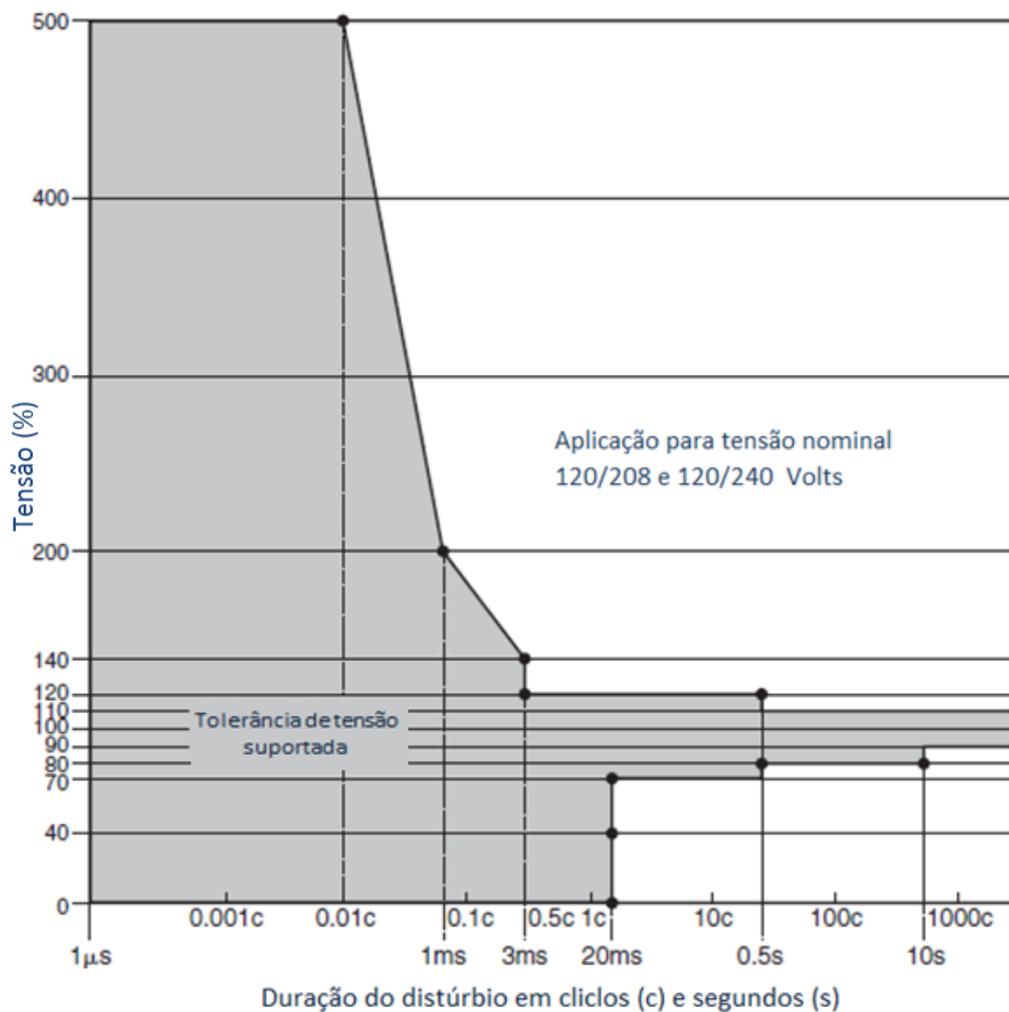
Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 50).

As cargas mais vulneráveis aos afundamentos são os equipamentos eletrônicos à base de microprocessadores (computadores), Acionamento a Velocidade Variável (AVV) e os Controladores Lógicos Programáveis (CLP).

Disfunções nos CLP ou nos microprocessadores causam interrupções de parte ou de todo o processo, atuação da proteção dos AVVs e o seu desligamento, desatracamento das bobinas de contator e perda de programação nos relés auxiliares, etc.

A Figura 19 indica a sensibilidade dos equipamentos de informática devem responder às variações de tensão em função da duração do distúrbio e se aplica aos equipamentos com tensão de alimentação de 120V, 208/120V e 120/240V conforme curva ITI, podem suportar até 5 vezes a tensão nominal (5 pu) deste que o tempo seja inferior a 0.01 ciclos, mas podem apresentar falha com tensão acima de 10% da tensão nominal (1,1 pu) para tempos superiores a 0,5 s.

Figura 19 - Curva CEBMA/ITI para computadores



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 42).

3.2.2.2 Salto de Tensão

Conforme Tabela 04, um salto de tensão (*Swell*) é definido como um aumento entre 1,1 e 1,8 p.u. tensão eficaz, na frequência da rede, com duração entre 0,5 ciclo a 1 minuto.

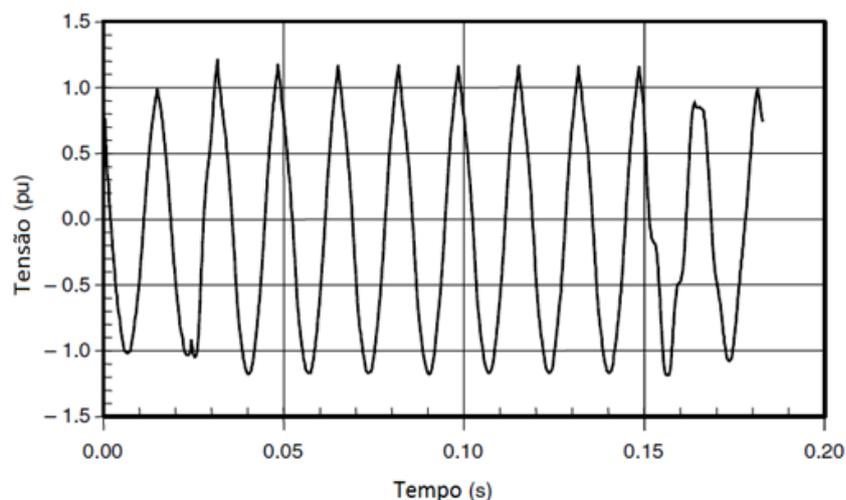
As causas típicas estão associadas à faltas em geral, energização de bancos de capacitores e perda de interligações de grandes cargas do sistema.

Quando da ocorrência de faltas no sistema, os saltos de tensão ocorrem na fase não atingida pela falta. Nestes casos, a severidade do salto de tensão durante a condição de falta é determinada pela localização da falta, impedância do sistema e características de aterramento.

Segundo Dugan (2002, p. 23) em sistema não aterrado, com impedância de sequência zero infinita, tensão fase-neutro nas fases não aterradas podem chegar a 1,73 pu.

A Figura 20 ilustra um salto de tensão devido à uma falta simples fase-terra.

Figura 20 - Salto de tensão



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002 p. 24).

Como consequência dos saltos de tensão em equipamentos, pode-se citar falhas dos componentes:

- a) falhas imediatas em dispositivos à base de microprocessador;
- b) redução na vida útil de cabos, transformadores, motores, TPs e TCs;
- c) aumento de curta duração na tensão em alguns relés pode resultar em má operação enquanto outros podem não ser afetados;
- d) salto de tensão em um banco de capacitores pode, frequentemente, causar danos no equipamento;

e) para-raios do tipo “*clamping*” podem ser destruídos quando submetidos a um salto de tensão que excedam suas taxas de MCOV (Tensão de Operação Contínua Máxima).

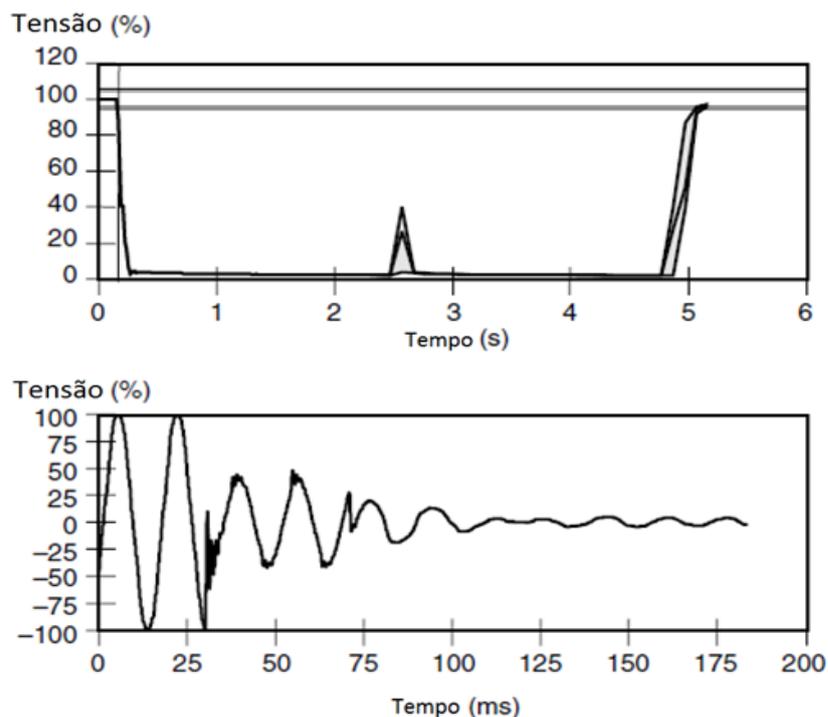
3.2.2.3 Interrupção de curta duração

Conforme Tabela 04, uma interrupção de curta duração ocorre quando a tensão de suprimento decresce para um valor menor que 0,1 pu, por um período de tempo entre 0,5 ciclo e 1 minuto e pode ser causado por faltas no sistema de energia elétrica, falhas de equipamentos e mau funcionamento de sistemas de controle.

Segundo Dugan (2002 p. 20). Quando causadas por faltas no sistema da empresa de energia elétrica, tem seu tempo determinado pelo tempo de operação de dispositivos de proteção do sistema como religadores, que são programados para operar instantaneamente, geralmente, limitam a interrupção a tempos inferiores a 30 ciclos.

A Figura 21 representa uma interrupção de curta duração típica de falta onde o dispositivo de proteção interrompeu o fornecimento e tentou religar em seguida, não sendo satisfatório desligando novamente e na segunda religação restabeleceu o fornecimento de energia.

Figura 21 Interrupção de curta duração



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 47).

Segundo Martinho (2009) a correção no nível do usuário final envolve principalmente a utilização de UPS do inglês, (*Uninterrupt Power System*) ou em português sistema ininterrupto de energia, e grupo de motor gerador que têm o objetivo de manter a tensão de alimentação de um equipamento ou sistema dentro de um valor especificado, mas que são soluções caras, sendo necessário avaliar o retorno do investimento.

3.2.3 Variações de Tensão de Longa Duração

Conforme Tabela 04, são variações no valor RMS de tensão com tempo de superior a 1 minuto.

3.2.3.1 Sobretensões

Segundo Dugan (2002 p. 19), diferentemente dos transitórios onde a sobretensão pode ser classificada como baixa, média e alta frequência, no caso de variação de longa duração estão na frequência do sistema caracterizadas pelo aumento de tensão RMS superior a 1,1 pu com duração superior a 1 minuto.

Normalmente as sobretensões são provocadas por:

- a) perdas de cargas;
- b) energização de capacitores;
- c) variação de compensação de reativo do sistema
- d) transformadores com taps ajustados incorretamente.

A sobretensão pode ser agravada com a potência reativa fornecida pelos bancos de capacitores, que aumenta com o quadrado da tensão durante uma condição de sobretensão e pode causar:

- a) dispositivos eletrônicos podem sofrer danos durante condições de sobretensão;
- b) transformadores, cabos, disjuntores TCs TPs e máquinas rotativas geralmente não apresentam falhas imediatas, entretanto quando submetidos à sobretensão podem ter as suas vidas úteis reduzidas;
- c) relé de proteção também poderão apresentar falhas de operação.

3.2.3.2 Subtensões

Segundo Dugan (2002 p. 19), a subtensão é caracterizada pela redução na tensão RMS inferior a 0,9 pu com duração superior a 1 minuto

Normalmente as sobtensões são provocadas por:

- a) sobrecarga dos alimentadores ou equipamentos;
- b) desligação de bancos de capacitores;
- c) baixo fator de potência.

A subtensão é função da corrente, do fator de potência e da impedância do rede, por este motivo, os consumidores mais distantes da subestação estão submetidos à tensão menor devido a maior impedância dos cabos e cargas ligadas ao longo do alimentador. Quanto menor o fator de potência do sistema maior as perdas reativas e por consequência maior a queda de tensão. Os problemas causados pela subtensão geralmente são:

- a) possível operação de equipamentos de proteção com interrupção de equipamentos eletrônicos microprocessados;
- b) aumento no tempo de partida de motores de indução;
- c) aumento da corrente no estator de motores provocando aquecimento e redução da vida útil;
- d) redução da potência reativa produzida pelos capacitores.

3.2.3.3 Interrupções sustentadas

Segundo Dugan (2002 p. 19), as interrupções sustentadas são caracterizadas pela ausência de tensão RMS por mais de 1 minuto e geralmente são provocadas por interrupções acidentais com atuação do sistema de proteção, como a queima de elos fusíveis e abertura de disjuntor ou interrupções programadas para manutenção ou ampliação do sistema elétrico, como troca de cabos, conexões de novos clientes atendidos em média tensão e ajustes nos sistemas de proteção.

No caso de interrupções provocadas por falhas no sistema o religador ou disjuntor equipado com dispositivos de religação automática pode ser religado automaticamente nos casos de eventos transitórios como curtos fechados por pássaros ou árvores tocando a rede, mas se a causa da falha não foi eliminada, como no caso de cabo partido no solo, o religador bloqueia após a tentativa de religação automática interrompendo o fornecimento de energia no circuito, sendo necessária intervenção manual para inspeção do circuito, correção do defeito e

restabelecimento o que pode demorar de horas até dias para reconfiguração normal do sistema.

Além dos problemas causados com interrupções de curta duração, no caso de interrupções sustentadas os prejuízos das empresas é maior devido à perda de produção e mão de obra parada aguardando o restabelecimento do fornecimento.

Para amenizar os problemas de interrupção sustentada geralmente são utilizados "*no breaks*" ou utilização de grupos geradores, para manter o funcionamento das cargas cuja falta de energia pode trazer elevados prejuízos, como é o caso de fornos a indução que se o material não for descarregado rapidamente pode secar dentro do forno dificultando o processo de recuperação do processo produtivo.

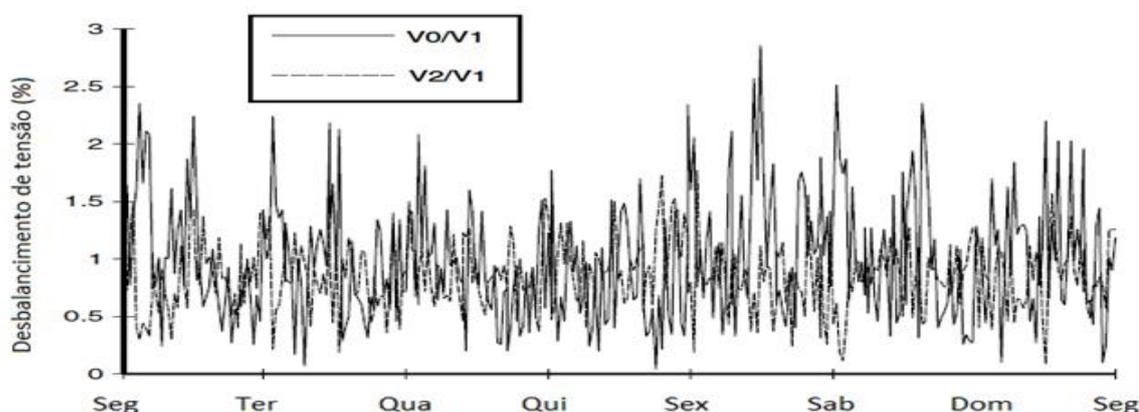
3.2.4 Desequilíbrio de Tensão

Segundo Dugan (2002, p24) o desequilíbrio de tensão pode ser definido como o desvio máximo da média das tensões trifásicas ou correntes, dividido pela média das tensões de fase ou de três correntes, expressa em percentagem entre 0,5 a 2% em regime permanente provado principalmente pela distribuição das cartas monofásicas nos circuitos trifásicos de forma que a corrente elétrica que circula pelas fases seja diferente.

O desequilíbrio também pode ser definido pela razão entre os componentes de sequência negativa, ou zero, sobre o componente de sequência positiva das componentes simétricas.

A Figura 22 mostra um exemplo de desequilíbrio das componentes simétricas de um alimentador residencial no período de uma semana.

Figura 22 - Desequilíbrio de tensão alimentador residencial



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 25).

3.2.5 Distorção na Forma de Onda

Segundo Dugan (2002, p. 24) a distorção da forma de onda está definida como um desvio de estado estacionário a partir de uma onda senoidal ideal de frequência de energia principalmente caracterizada pelo conteúdo espectral do desvio e existem cinco tipos básicos de distorção da forma de onda:

- a) Nível de componente de Corrente Contínua (DC) em circuitos alternados (*DC offset*);
- b) Harmônicos;
- c) Inter-harmônicos;
- d) Recorte (*Notching*);
- e) Ruído (*Noise*).

3.2.5.1 DC *offset*

DC offset é caracterizado pela presença em circuitos de correntes alternadas de componente de onda de corrente contínua gerada em retificadores de meia onda. A corrente contínua pode provocar saturação de transformador e a corrosão nos conectores de aterramento.

3.2.5.2 Harmônicos

Harmônicos são ondas senoidais periódicas com frequência múltipla inteira da frequência fundamental, produzidos pelas cargas não lineares, caracterizados no espectro harmônico principalmente pela magnitude de cada componente e taxa de distorção harmônica.

O Quadro 06 apresenta exemplos de frequências ímpares múltiplas de um sistema de 60 Hz.

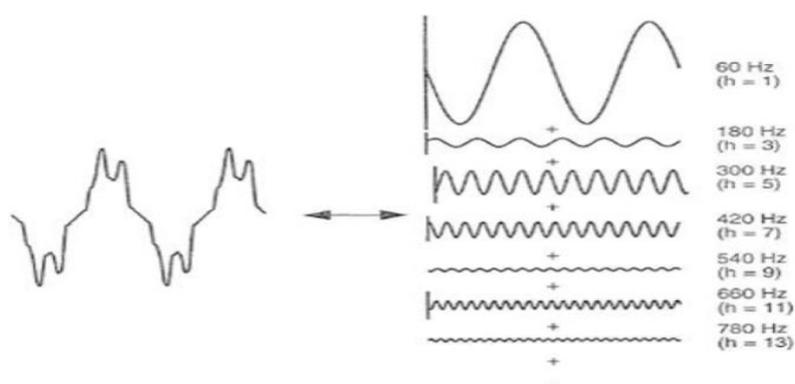
Quadro 06 – Sequência dos componentes harmônicos.

Ordem	Frequência em Hz
Fundamental	60
3°	180
5°	300
7°	420
9°	540
11°	660
13°	480

Fonte: O autor.

A distorção da forma da onda provocada pelos harmônicos pode ser representada pela série de *Fourrier* como uma somatória dos harmônicos presentes. A Figura 23 representa a distorção da onda da senoide fundamental de 60 Hz em função da presença dos harmônicos ímpares até a 13ª ordem.

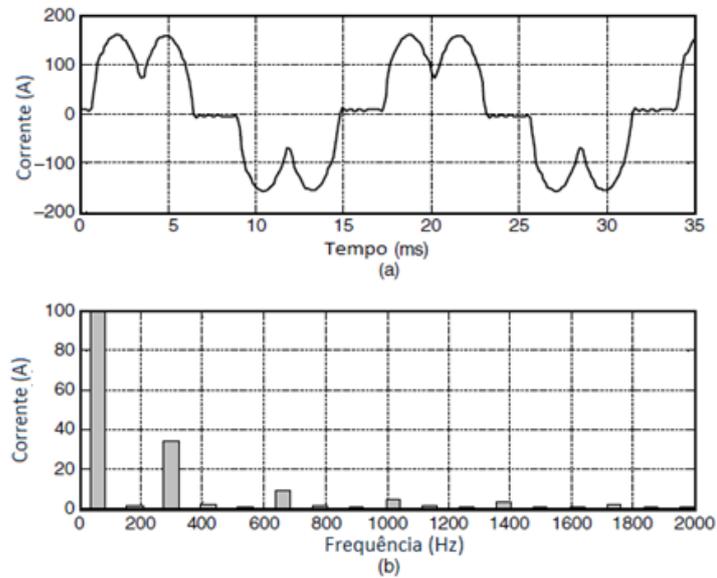
Figura 23– Representação distorção harmônicos ímpares até a 13ª ordem.



Fonte: (DUGAN, 2002, p. 170).

Para análise das componentes harmônicas presentes em uma determinada onda é feito o processo inverso, ou seja, a decomposição espectral do sinal. Na Figura 24 mostra o exemplo de distorção harmônica provocada por um dispositivo de ajuste variável de velocidade utiliza na partida de um motor em função do tempo e frequência. As frequências harmônicas são representadas como percentual da frequência fundamental, sendo neste caso o harmônico de 5ª ordem na frequência de 300 Hz é a mais significativa com aproximadamente 35% da frequência fundamental.

Figura 24 - Decomposição harmônica dispositivo de ajuste variável de velocidade.



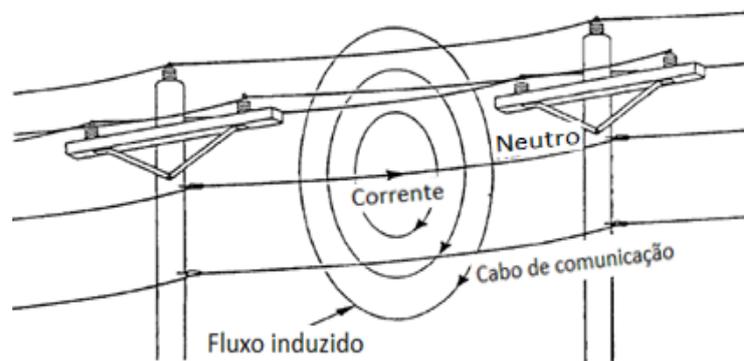
Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 190).

Principais problemas causados pelas distorções harmônicas:

- a) aquecimento dos cabos;
- b) disparo de dispositivos de proteção;
- c) excitação da frequência natural provocando ressonância;
- d) interferência eletromagnéticas conduzidas pelos cabos ou irradiadas pelo ar;
- e) queda de tensão devido à redução do fator de potência;
- f) excesso de corrente de neutro.
- g) redução da vida útil

A Figura 25 ilustra como as correntes harmônicas de neutro podem provocar indução magnética e interferência nos circuitos de telefone.

Figura 25 - Interferência magnética de correntes harmônicas



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 217).

3.2.5.3 Inter-harmônicos

Inter-harmônicos são ondas periódicas com frequência diferentes das frequências múltiplas inteiras da frequência fundamental, produzidos principalmente por motores e fornos de indução, forno ou equipamentos de formação de arco elétrico e conversores estáticos e podem excitar a frequência natural entrando em ressonância provocando problemas graves no sistema.

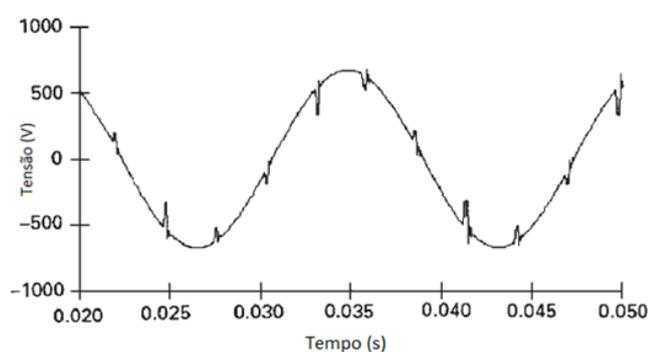
3.2.5.4 Recorte (*Notching*)

Segundo Dugan (2002 p.27), Recorte é uma perturbação periódica da tensão causada pelo funcionamento normal dos dispositivos eletrônicos de energia quando a corrente é comutada de uma fase para outra.

Os componentes de frequências associadas podem ser bastante elevados e não pode ser facilmente caracterizados em equipamentos de medição normalmente utilizada para a análise harmônica.

Figura 26 mostra um exemplo de conversor trifásico de corrente contínua que comuta uma fase para outra. Neste período há um curto circuito momentâneo entre duas fases, puxando a tensão mais próxima de zero.

Figura 26– Tensão de recorte gerada por conversor DC trifásico



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 28).

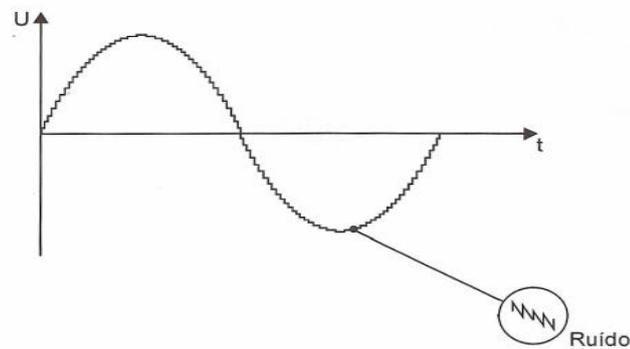
3.2.5.5 Ruído (*Noise*)

Segundo Capelli (2013, p 99), o ruído é definido como qualquer distorção indesejada nas ondas de tensão ou corrente de baixa amplitude sem frequência definida que se soma à

forma da onda original. Geralmente são provocados dispositivos eletrônicos com retificadores e fornos a arco voltaicos, sendo amplificados em circuitos mal aterrados e atenuados com utilização de filtros.

Basicamente, o ruído consiste em qualquer distorção indesejada de sinal que não pode seja classificada como distorção harmônica ou transiente e podem provocar perturbações em equipamentos eletrônicos microprocessadores. A Figura 27 ilustra um ruído numa onda de tensão alternada

Figura 27 - Ruído em onda de tensão



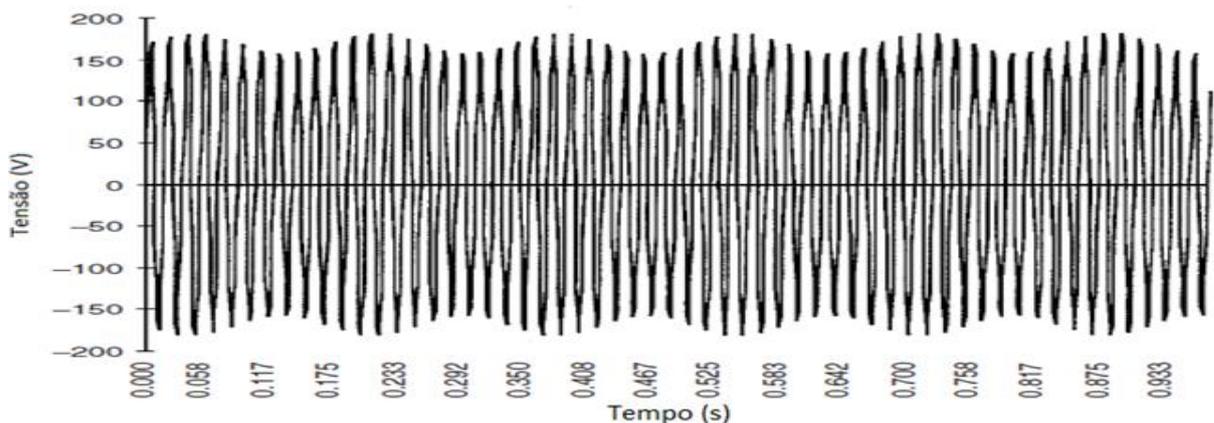
Fonte: (CAPELLI, 2013, p. 99).

3.2.6 Flutuação de Tensão

Flutuações de tensão são variações sistemáticas de tensão ou uma série de mudanças aleatórias de tensão, que não excedem a faixa de tensão de 0,9 a 1.1 pu.

A cintilação percebida na iluminação, conhecida como *flicker* é o resultado indesejado de uma flutuação de tensão, conforme ilustração na Figura 28.

Figura 28 – Flutuação da tensão característica do *flicker*



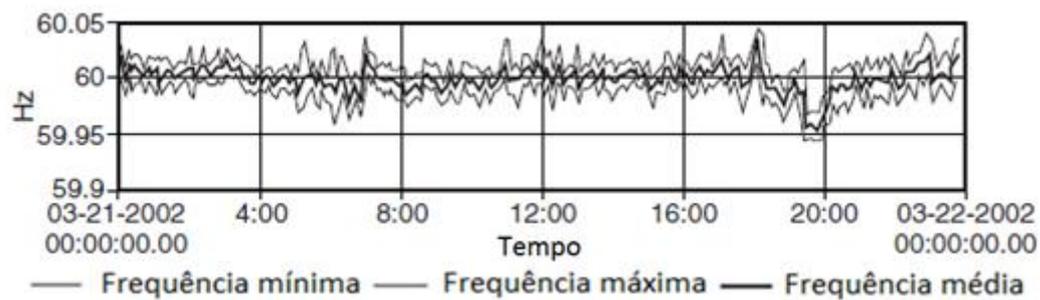
Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 318).

3.2.7 Variações na Frequência

São desvios no valor da frequência fundamental, geralmente provocados pela perda de unidades geradoras ou entrada/desconexão de interligações de grandes cargas no Sistema Nacional Interligado - SIM.

A Figura 29 mostra o exemplo de variação na frequência no barramento de uma subestação de 13,8 kV no período de 24 horas.

Figura 29 – Variação de frequência durante 24 horas.



Fonte: Adaptado (DUGAN, 2002, p. 31).

4 METODOLOGIA DE MEDIÇÃO

O Módulo 8 do PRODIST define os indicadores de qualidade da energia elétrica referentes ao fator de potência, distorções harmônicas, variação de tensão, variação de frequência, duração e frequência de interrupções, além das formas de compensação financeira no caso de descumprimento dos indicadores de qualidade.

4.1 Parâmetros de medição

Neste trabalho foram avaliados os indicadores de fator de potência, nível de tensão e harmônicos, conforme metodologia e parâmetros definidos na revisão 6 do módulo do 8 do PRODIST.

4.1.1 Fator de potência.

Foi realizada medição do fator de potência, integralizada por hora e comparado com o valor de referência 0,92 (Item 3.2.1, Módulo 8 do PRODIST, p 21)

4.1.2 Nível de tensão

Foram coletadas 1008 leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos de 10 minutos conforme (Item 2.7.1.1 do Módulo 8 do PRODIST, p 9)

A medição foi realizada em baixa tensão e classificadas nas faixas de tensão adequada, precária ou crítica conforme valores de referência definidos no Quadro 07.

Quadro 07 - Faixa de tensões em regime permanente para tensão nominal igual ou inferior a 1 kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Volts)
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231) / (117 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
	$(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)$
	$(TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$

Fonte: (Quadro 4, Módulo 8 do PRODIST, p 33).

Após a obtenção do conjunto de leituras válidas foi calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice para tensão crítica (DRC) de acordo com as Fórmulas 6 e 7.

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%] \quad (6)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%] \quad (7)$$

Onde nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas na faixa precária e crítica, respectivamente.

4.1.3 Harmônicos

Para fins do cálculo da distorção total (DTT %) foi considerada a somatória até 50ª harmônica (h_{máx}), pela tensão fundamental medida (V₁) na Fórmula 8, conforme (Item 4.5.2, Módulo 8 do PRODIST, p 23). O limite permitido conforme (Item 4.6.1, Módulo 8 do PRODIST, p 23) é de 10%, para a faixa de tensão inferiores a 1 kV.

$$DTT \% = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{máx}} V^2_h}}{V_1} \cdot 100 \quad (8)$$

O cálculo da distorção harmônica de ordem individual (DIT_h %) de ordem (h), na relação percentual da tensão harmônica de Ordem h (V_h) e tensão fundamental medida (V₁) é dada pela fórmula:

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

Foi comparado as medições com os valores de referência das distorções harmônicas individuais por faixa de tensão inferior a 1 kV até a 25ª harmônica do Quadro 08.

Quadro 08 – Níveis de referência de distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental)

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]		
	$V_h \leq 1 \text{ kV}$	$1 \text{ kv} < V_h \leq 13,8 \text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	7.5	6
	7	6.5	5
	11	4.5	3.5
	13	4	3
	17	2.5	2
	19	2	1.5
	26	2	1.5
	25	2	1.5
	>25	1.5	1
	Ímpares múltiplas de 3	3	6.5
9		2	1.5
15		1	0.5
21		1	0.5
>21		1	0.5
Pares	2	2.5	2
	4	1.5	1
	6	1	0.5
	8	1	0.5
	10	1	0.5
	12	1	0.5
	>12	1	0.5

Fonte: (Tabela4, Módulo 8 do PRODIST, p24).

4.2 Equipamento de medição

Utiliza-se o analisador de qualidade Fluke, modelo 435, conforme Figura 30, para realizar as medições das grandezas elétricas abordadas neste trabalho.

Figura 30 - Analisador de qualidade de energia Fluke 435



Fonte: O autor - Foto do analisador.

O analisador Fluke modelo 435 vem configurado de fábrica com os parâmetros da norma EN50160 sendo necessário alterar no *setup* os itens especificados no Módulo 8 do PRODIST, que serão utilizados como referência neste trabalho, (FLUKE, 2012).

O PRODIST não define valores de referência para afundamento de tensão de curta duração (*DIP*), elevação de tensão (*Swell*), interrupção, mudança rápida de tensão, sendo mantidos os valores default do analisador da norma EN50160.

Foram alterados os parâmetros com valores definidos no PRODIST de tensão em regime permanente conforme Figura 31.

Figura 31 - *Setup* de Tensão Vrms

SETUP LIMITS		FLUKE 435		U02.10
Urms	TENSÃO	EDIT		
Nominal Voltage: 127 U \updownarrow 220 U \updownarrow				
Not exceeding probability \leftarrow 95.0 % \rightarrow				
Upper limit	+5.0 %	231 U		
Lower limit	-8.2 %	202 U		
Not exceeding probability 100 %				
Upper limit	+10.0 %	242 U		
Lower limit	-10.0 %	198 U		
PREV.	NEXT			OK

Fonte: O Autor - Print de tela do analisador.

Foram alterados os parâmetros com valores definidos no PRODIST distorções harmônicas totais conforme Figura 32.

Figura 32 - *Setup* distorções harmônicas

SETUP LIMITS		FLUKE 435		U02.10
1...	HARMÔNICOS	EDIT		
Reference: Fundamental Voltage				
Harmonic # \leftarrow THD \rightarrow				
Not exceeding probability 95.0 %				
Upper limit	+10.0 %			
Not exceeding probability 100 %				
Upper limit	+10.0 %			
Harmonic relative setting <input checked="" type="radio"/> Fundamental				
<input checked="" type="radio"/> Unom				
PREV.	NEXT			OK

Fonte: O Autor - Print de tela do analisador

Foram alterados os parâmetros com valores definidos no PRODIST de variação de frequência conforme Figura 33.

Figura 33 - *Setup* de frequência

SETUP LIMITS		FLUKE 435 V02.10	
Hz	FREQUÊNCIA	EDIT	
Nominal Frequency:			
Not exceeding probability		◀ 99.5 % ▶	
Upper limit	+0.1 %	60.1 Hz	
Lower limit	-0.2 %	59.9 Hz	
Not exceeding probability		100 %	
Upper limit	+0.8 %	60.5 Hz	
Lower limit	-0.8 %	59.5 Hz	
PREV.	NEXT		OK

Fonte: O Autor - Print de tela do analisador.

Foram alterados os parâmetros com valores definidos no PRODIST de desequilíbrio conforme Figura 34.

Figura 34 - *Setup* de desequilíbrio.

SETUP LIMITS		FLUKE 435 V02.10	
↔	DESEQUILÍBRIO	EDIT	
Reference: Positive Sequence			
Not exceeding probability		◀ 95.0 % ▶	
Upper limit	2.0 %		
Not exceeding probability		100 %	
Upper limit	N/A		
PREV.	NEXT		OK

Fonte: O Autor - Print de tela do analisador.

5 ANÁLISE DOS RESULTADOS

Foi instalada medição conforme Tabela 01 nas cabines internas do UNIS.

Tabela 01 – Período de medição nas cabines

Cabine	Área	Período	
1	Bloco A	26/10/2015	02/11/2015
2	Biblioteca	03/11/2015	10/11/2015
3	Bloco C e Centro Convivência	10/11/2015	17/11/2015
4	Bloco B e Reitoria	17/11/2015	24/11/2015
5	Bloco D	24/11/2015	01/12/2015

Fonte: O autor.

5.1 Tensão RMS

As 1008 amostras de tensão RMS por fase de cada cabine foram classificadas de acordo com o Quadro 07 e calculados os índices DRP utilizando a Fórmula 6 e RDC utilizando a Fórmula 7.

Observa-se na Tabela 02 que a duração relativa da transgressão para tensão precária DRP e Crítica DRC de todas as fases das cabines 2 e 5 estão muito superiores ao limite estabelecido que é de 0,5% para o DRC e 3,0% para o DRP, sendo a pior situação observada na fase B da cabine 2, onde 729 amostras de tensão estavam com tensão na faixa crítica, ou seja: menor que 110 V ou maior que 135 V.

Tabela 02 – Classificação por faixa da tensão

Cabine	Registros		Faixa de tensão			Índice	
	Fase	Registros	Adequada	Critica	Precária	DRC	DRP
1	A	1008	1008			0,00	0,00
	B	1008	1008			0,00	0,00
	C	1008	1008			0,00	0,00
2	A	1008	29	634	345	62,90	34,23
	B	1008	24	739	245	73,31	24,31
	C	1008	31	583	394	57,84	39,09
3	A	1008	1008			0,00	0,00
	B	1008	1008			0,00	0,00
	C	1008	1008			0,00	0,00
4	A	1008	1008			0,00	0,00
	B	1008	1008			0,00	0,00
	C	1008	1008			0,00	0,00
5	A	1008	29	706	273	70,04	27,08
	B	1008	28	729	251	72,32	24,90
	C	1008	29	699	280	69,35	27,78

Fonte: O autor.

Normalmente a tensão de fornecimento para os clientes mais distantes das subestações da distribuidora, como é o caso de UNIS, que está localizado a mais de 5 km da subestação, tende a ser menores que a tensão nominal, pela queda de tensão normal ao longo da rede. Foi instalado recentemente um regulador de tensão na rede da distribuidora próximo ao UNIS, que faz com que a tensão seja regulada automaticamente para mantê-la mais próxima possível da tensão nominal. Antes da instalação do regulador de tensão na rede da distribuidora a tensão interna medida nos laboratórios do UNIS era baixa e possivelmente os TAPs dos transformadores das cabines 2 e 5 foram ajustador para elevar a tensão de saída.

Foram estratificadas as amostras por faixa de nível de tensão e observa-se na Tabela 03 que a tensão na faixa crítica das cabines 2 e 5 estão acima de 135 V, portanto trata-se de tensão elevada.

Tabela 03 – Classificação por faixa e nível de tensão

Registros		Cabines				
Faixa	Tensão (v)	1	2	3	4	5
Adequada	$124,2 \leq V < 125$	11			1	
	$125 \leq V < 126$	5		16	13	
	$126 \leq V < 127$	52		10	17	
	$V = 127$	2				1
	$127 < V \leq 128$	94		48	91	
	$128 < V \leq 129$	235		299	278	
	$129 < V \leq 130$	374	1	345	399	
	$130 < V \leq 131$	234		287	207	2
	$131 < V \leq 132$	1	11	3	2	6
Precária	$132 < V \leq 133$		17			20
	$133 < V \leq 134$		42			16
	$134 < V \leq 135$		294			265
Crítica	$135 < V \leq 136$		342			379
	$136 < V \leq 137$		296			313
	$137 < V \leq 138,2$		5			6

Fonte: O autor.

Foram estratificadas as amostras de tensão por dia da semana e observam-se na Tabela 05 que foram registradas tensões na faixa precária e crítica nas cabines 02 e 05 todos os dias da semana, com moderada piora aos sábados e domingos, quando provavelmente a tensão de fornecimento na entrada das cabines deve ser um pouco maior em função da redução de cargas industriais e comerciais no alimentador da distribuidora, além de redução de cargas internas no UNIS.

Tabela 04 – Classificação de tensão por faixa e dia da semana

Registros de tensão		Dia da Semana						
Cabine	Faixa	Segunda	Terça	Quarta	Quinta	Sexta	Sábado	Domingo
1	Adequada	144	144	144	144	144	144	144
	Adequada		27		1	1		
2	Crítica	76	64	92	88	88	110	125
	Precária	68	53	52	55	55	34	19
3	Adequada	144	144	144	144	144	144	144
4	Adequada	144	144	144	144	144	144	144
	Adequada		1			28		
5	Crítica	71	105	102	100	77	123	120
	Precária	73	38	42	44	39	21	24

Fonte: O autor.

São estratificadas as amostras de tensão por horário e observam-se na Tabela 05 registros de tensões na faixa crítica nas cabines 02 e 05 em todos os horários, com moderada piora no final da noite após as 22 horas e durante a madrugada até às 05 horas.

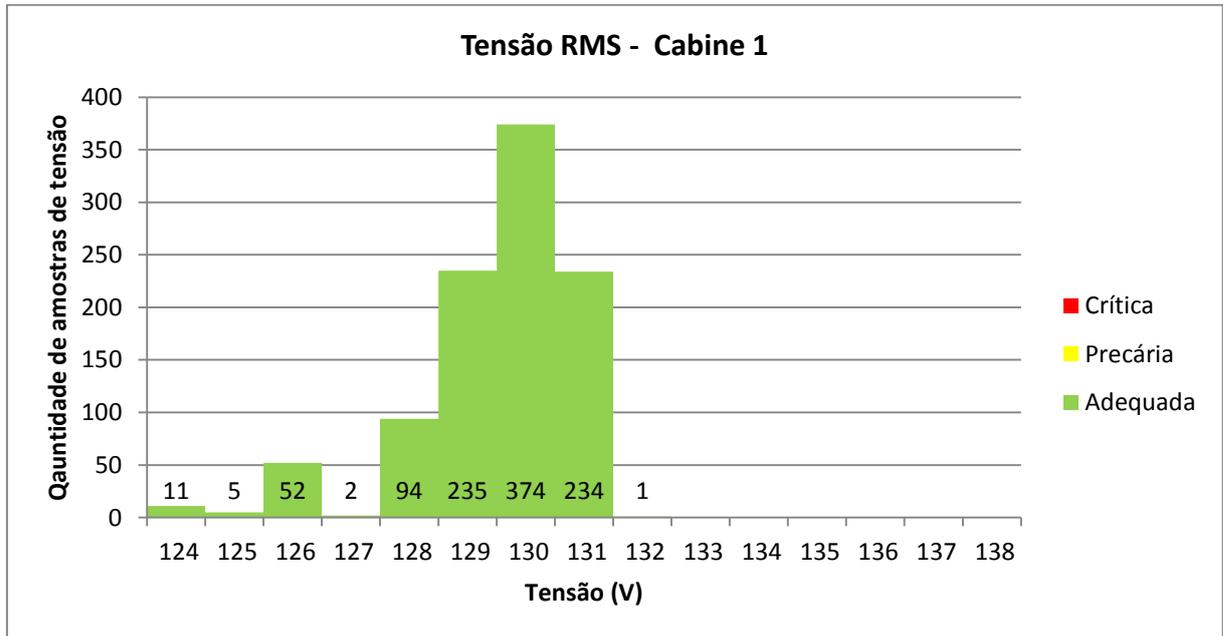
Tabela 05 – Classificação de tensão por faixa e horário das cabines 2 e 5

Registros de Tensão Hora	Cabine 2			Cabine 5		
	Adequada	Crítica	Precária	Adequada	Crítica	Precária
00:01 às 01:00		39	3		39	3
01:01 às 02:00		41	1		42	
02:01 às 03:00		42			42	
03:01 às 04:00		42			42	
04:01 às 05:00		40	2		37	5
05:01 às 06:00		23	19		18	24
06:01 às 07:00		36	6		28	14
07:01 às 08:00		10	32		11	31
08:01 às 09:00		3	39		20	22
09:01 às 10:00		8	34		18	24
10:01 às 11:00	2	14	26		17	25
11:01 às 12:00		41	1		33	9
12:01 às 13:00		40	2		40	2
13:01 às 14:00		11	31		23	19
14:01 às 15:00		12	30		25	17
15:01 às 16:00		24	18		36	6
16:01 às 17:00	2	27	13	3	31	8
17:01 às 18:00	6	36		6	29	7
18:01 às 19:00	6	31	5	6	31	5
19:01 às 20:00	6	19	17	6	18	18
20:01 às 21:00	6	23	13	6	26	10
21:01 às 22:00	1	16	25	2	21	19
22:01 às 23:00		28	14		32	10
23:01 até 24:00		37	5		39	3

Fonte: O autor.

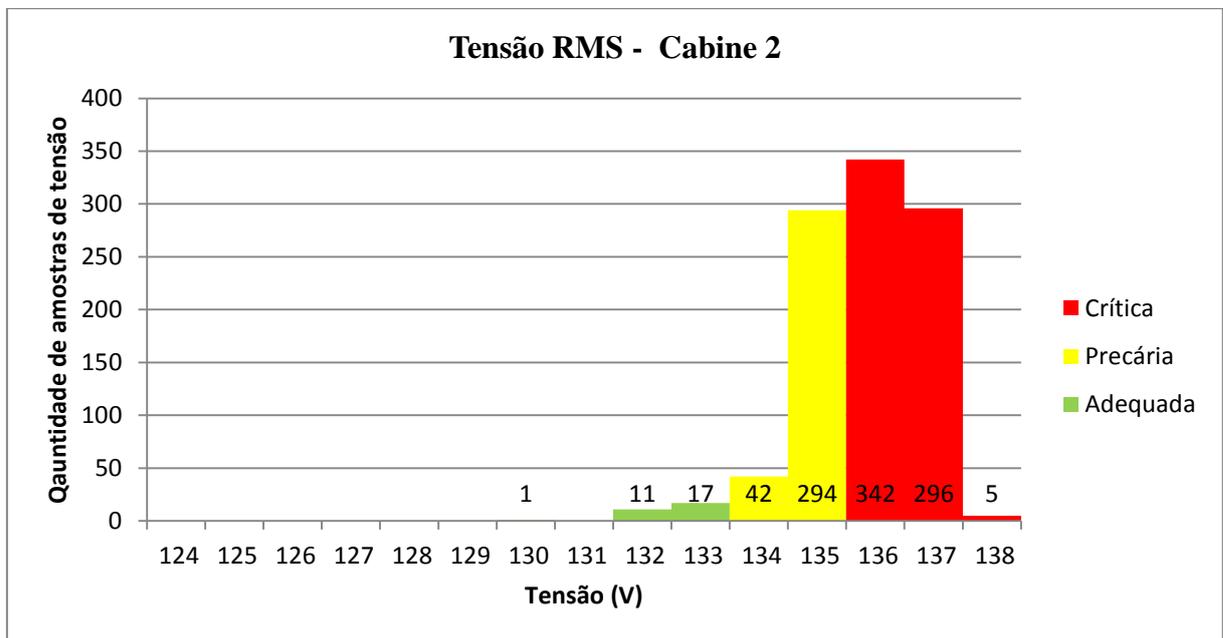
As Figuras 35, 36, 37,38 e 39 apresentam o histograma da quantidade de amostras registradas por nível de tensão das cabines 1, 2, 3, 4 e 5 respectivamente.

Figura 35 – Histograma de tensão da cabine 1



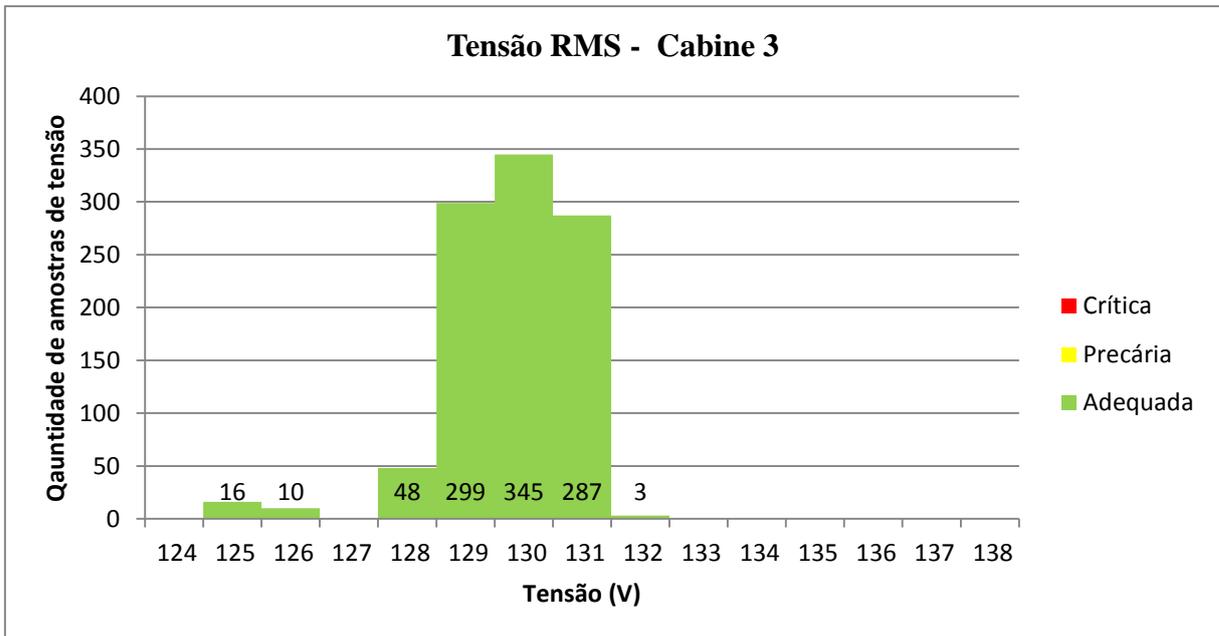
Fonte: O autor.

Figura 36 – Histograma de tensão da cabine 2



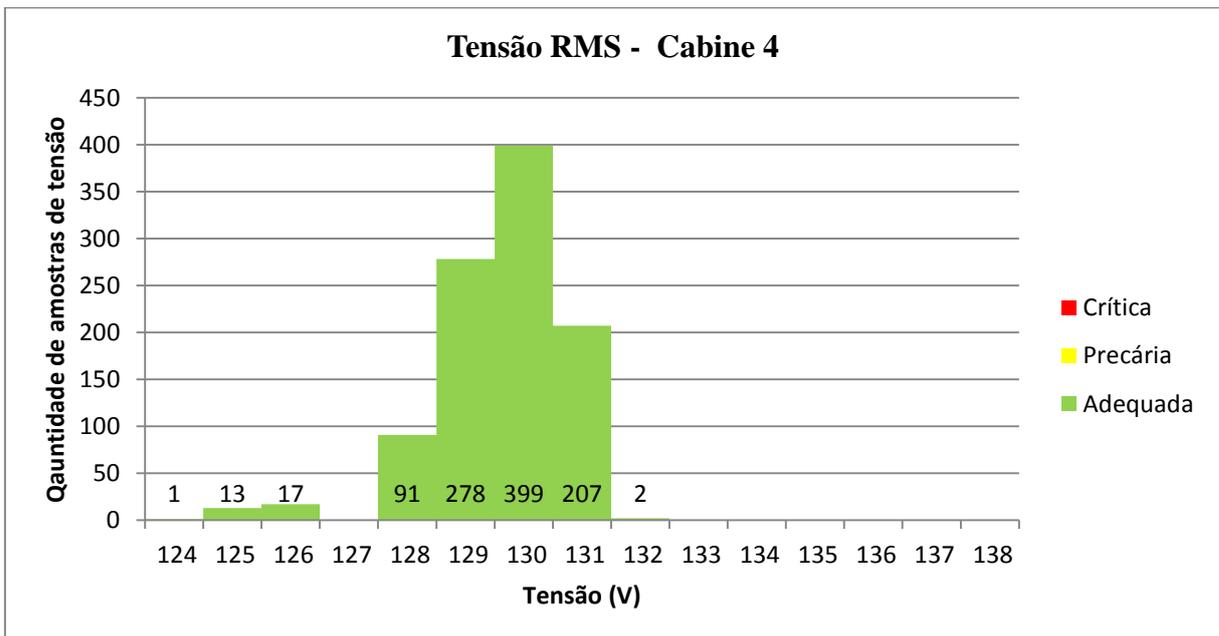
Fonte: O autor.

Figura 37 – Histograma de tensão da cabine 3



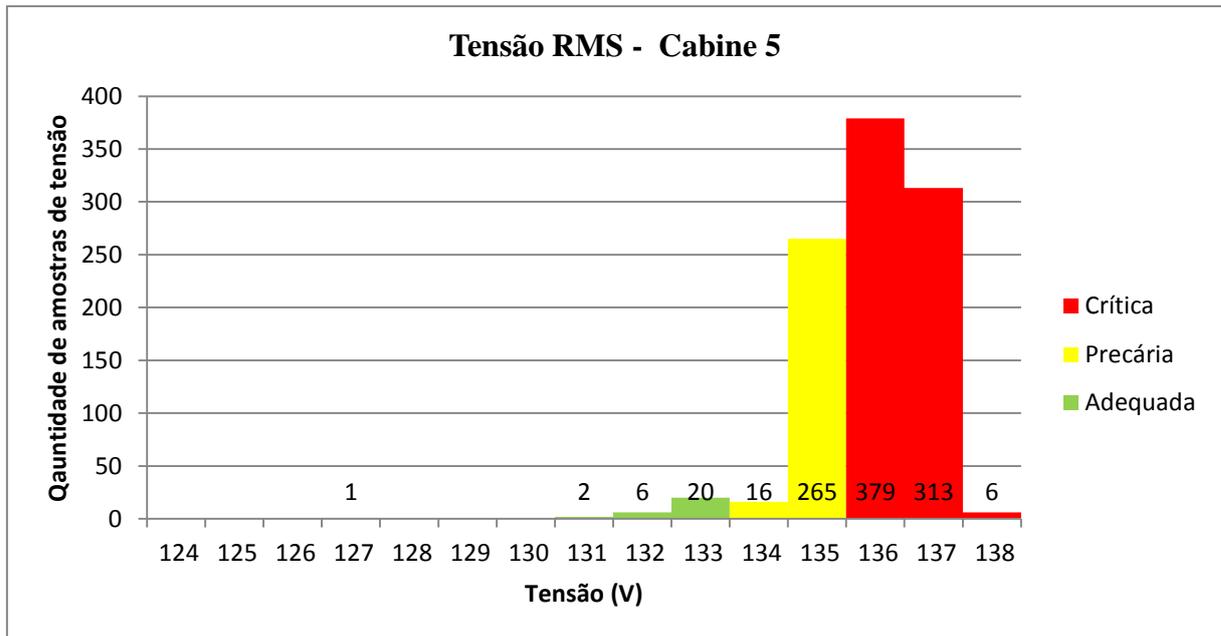
Fonte: O autor.

Figura 38 – Histograma de tensão da cabine 4



Fonte: O autor.

Figura 39 – Histograma de tensão da cabine 5



Fonte: O autor.

Como as tensões das cabines 2 e 5 estavam elevadas foram realizadas novas medições na cabine 2 no período de 08/04/2016 16h01 até 11/04/2016 16h21 e na cabine 5 no período de 11/04/2016 17h12 até 12/04/2016 15:12, com medições em intervalos de 10 minutos e conforme Tabela 06 os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o índice para tensão crítica (DRC) de todas as fases estavam acima do permitido e em nenhum momento nestas duas cabines a tensão estava dentro da faixa adequada.

Tabela 06 – Classificação de tensão por faixa e fase das cabines 2 e 5

Registros		Faixa de tensão			Índices		
Cabine	Fase	Adequada	Crítica	Precária	Registros	DRC	DRP
2	A	0	356	79	435	81,84	18,16
	B	0	391	44	435	89,89	10,11
	C	0	376	59	435	86,44	13,56
5	A	0	91	42	133	68,42	31,58
	B	0	108	25	133	81,20	18,80
	C	0	109	24	133	81,95	18,05

Fonte: O autor.

5.2 Fator de potência

Foram estratificados o fator de potência médio horário nas tabelas 07 e 08 e observam-se resultados inferiores ao valor de referência de 0,92.

Tabela 07 – Fator de potência por dia da semana de 1 às 12 horas

Fator de Potência médio horário		Hora											
Cabine	Dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Segunda	0,81	0,82	0,82	0,81	0,82	0,82	0,86	0,68	0,67	0,73	0,69	0,69
	Terça	0,84	0,81	0,81	0,81	0,81	0,82	0,86	0,96	0,99	0,99	0,97	0,94
	Quarta	0,81	0,81	0,82	0,81	0,81	0,82	0,84	0,96	0,99	0,99	0,99	0,95
	Quinta	0,82	0,81	0,81	0,82	0,82	0,82	0,85	0,93	0,98	0,97	0,99	0,97
	Sexta	0,82	0,82	0,81	0,81	0,82	0,81	0,84	0,93	0,98	0,98	0,94	0,91
	Sábado	0,81	0,81	0,82	0,81	0,81	0,82	0,78	0,73	0,71	0,70	0,73	0,72
	Domingo	0,80	0,79	0,79	0,79	0,78	0,77	0,65	0,63	0,66	0,64	0,69	0,71
2	Segunda	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,91	0,94	0,95	0,95	0,95	0,96	0,95
	Terça	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,91	0,87	0,94	0,96	0,96	0,97	0,96
	Quarta	0,91	0,91	0,91	0,91	0,92	0,90	0,89	0,96	0,95	0,95	0,97	0,97
	Quinta	0,91	0,91	0,91	0,92	0,91	0,91	0,88	0,96	0,97	0,97	0,98	0,97
	Sexta	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,88	0,94	0,96	0,97	0,96	0,97
	Sábado	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,91	0,83	0,88	0,92	0,96	0,95	0,96
	Domingo	0,91	0,91	0,90	0,92	0,91	0,91	0,86	0,88	0,89	0,87	0,89	0,88
3	Segunda	0,91	0,90	0,91	0,92	0,92	0,91	0,95	0,96	0,97	0,96	0,95	0,95
	Terça	0,88	0,88	0,89	0,89	0,88	0,89	0,94	0,95	0,95	0,97	0,97	0,96
	Quarta	0,87	0,87	0,86	0,87	0,87	0,88	0,93	0,96	0,95	0,96	0,97	0,96
	Quinta	0,85	0,85	0,86	0,86	0,86	0,87	0,93	0,94	0,95	0,96	0,96	0,96
	Sexta	0,86	0,86	0,87	0,86	0,87	0,90	0,95	0,96	0,97	0,97	0,96	0,96
	Sábado	0,89	0,88	0,89	0,89	0,88	0,88	0,89	0,84	0,87	0,86	0,88	0,89
	Domingo	0,91	0,90	0,90	0,91	0,90	0,90	0,89	0,85	0,86	0,85	0,80	0,81
4	Segunda	0,92	0,92	0,92	0,93	0,93	0,93	0,96	0,97	0,98	0,98	0,98	0,97
	Terça	0,93	0,93	0,93	0,92	0,93	0,94	0,92	0,95	0,98	0,98	0,98	0,98
	Quarta	0,94	0,94	0,94	0,93	0,93	0,94	0,96	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97
	Quinta	0,95	0,95	0,94	0,95	0,92	0,94	0,94	0,97	0,96	0,98	0,98	0,98
	Sexta	0,94	0,92	0,92	0,92	0,92	0,95	0,94	0,95	0,94	0,97	0,98	0,98
	Sábado	0,93	0,93	0,92	0,92	0,92	0,92	0,90	0,96	0,97	0,96	0,97	0,96
	Domingo	0,93	0,92	0,92	0,92	0,93	0,92	0,89	0,93	0,91	0,95	0,95	0,95
5	Segunda	0,70	0,69	0,69	0,69	0,66	0,52	0,67	0,82	0,78	0,77	0,84	0,83
	Terça	0,69	0,69	0,69	0,69	0,70	0,70	0,75	0,73	0,74	0,75	0,81	0,80
	Quarta	0,71	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,72	0,84	0,84	0,83	0,87	0,82
	Quinta	0,70	0,70	0,71	0,71	0,71	0,66	0,75	0,83	0,87	0,90	0,91	0,91
	Sexta	0,70	0,70	0,69	0,69	0,69	0,64	0,69	0,78	0,83	0,90	0,90	0,85
	Sábado	0,70	0,69	0,69	0,69	0,69	0,54	0,60	0,70	0,93	0,91	0,77	0,86
Domingo	0,71	0,71	0,71	0,71	0,66	0,51	0,61	0,68	0,65	0,64	0,64	0,64	

Fonte: O autor.

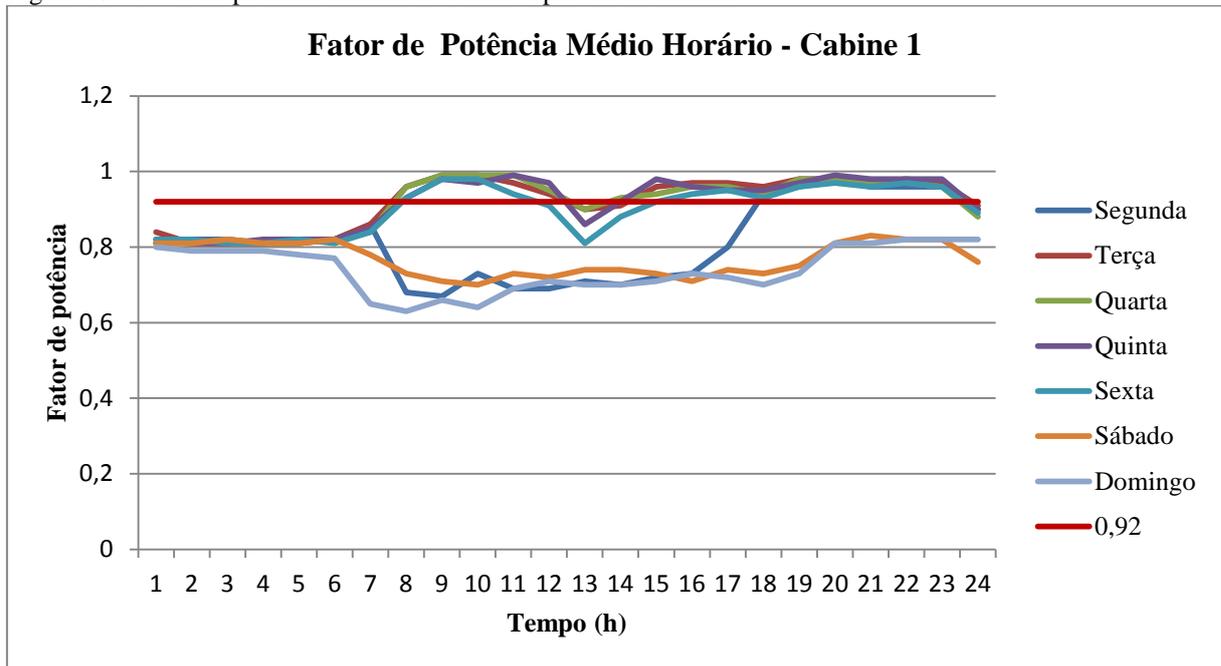
Tabela 08 – Fator de potência por dia da semana de 13 às 24 horas

Fator de Potência médio horário		Hora											
Cabine	Dia	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
1	Segunda	0,71	0,70	0,72	0,73	0,80	0,94	0,96	0,98	0,96	0,96	0,96	0,90
	Terça	0,90	0,91	0,96	0,97	0,97	0,96	0,98	0,98	0,97	0,98	0,97	0,91
	Quarta	0,90	0,93	0,94	0,96	0,96	0,94	0,98	0,98	0,97	0,97	0,96	0,88
	Quinta	0,86	0,92	0,98	0,96	0,95	0,95	0,97	0,99	0,98	0,98	0,98	0,90
	Sexta	0,81	0,88	0,92	0,94	0,95	0,93	0,96	0,97	0,96	0,97	0,96	0,89
	Sábado	0,74	0,74	0,73	0,71	0,74	0,73	0,75	0,81	0,83	0,82	0,82	0,76
	Domingo	0,70	0,70	0,71	0,73	0,72	0,70	0,73	0,81	0,81	0,82	0,82	0,82
2	Segunda	0,96	0,95	0,97	0,96	0,96	0,95	0,83	0,78	0,94	0,98	0,94	0,91
	Terça	0,96	0,96	0,97	0,97	0,96	0,95	0,84	0,88	0,96	0,95	0,94	0,92
	Quarta	0,96	0,97	0,97	0,96	0,97	0,97	0,86	0,86	0,94	0,96	0,94	0,91
	Quinta	0,96	0,96	0,96	0,97	0,96	0,96	0,85	0,78	0,94	0,97	0,95	0,92
	Sexta	0,95	0,96	0,96	0,98	0,97	0,96	0,91	0,91	0,97	0,96	0,94	0,91
	Sábado	0,95	0,96	0,95	0,94	0,94	0,94	0,87	0,83	0,91	0,91	0,91	0,91
	Domingo	0,90	0,87	0,89	0,88	0,89	0,88	0,86	0,87	0,91	0,91	0,91	0,91
3	Segunda	0,95	0,97	0,96	0,95	0,95	0,96	0,96	0,94	0,92	0,93	0,93	0,88
	Terça	0,96	0,96	0,97	0,97	0,96	0,95	0,93	0,94	0,92	0,92	0,92	0,89
	Quarta	0,95	0,96	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,94	0,94	0,92	0,91	0,89
	Quinta	0,95	0,97	0,97	0,96	0,96	0,96	0,96	0,94	0,92	0,92	0,92	0,88
	Sexta	0,95	0,96	0,97	0,97	0,97	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,94	0,90
	Sábado	0,83	0,80	0,81	0,81	0,79	0,79	0,82	0,89	0,90	0,91	0,90	0,91
	Domingo	0,81	0,80	0,81	0,80	0,82	0,81	0,82	0,89	0,91	0,92	0,93	0,93
4	Segunda	0,97	0,98	0,98	0,98	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,96	0,93
	Terça	0,98	0,97	0,97	0,97	0,97	0,98	0,98	0,97	0,96	0,96	0,95	0,95
	Quarta	0,97	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,97	0,96	0,97	0,96	0,95
	Quinta	0,98	0,99	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,97	0,95	0,95	0,94	0,94
	Sexta	0,97	0,97	0,99	0,99	0,99	0,98	0,98	0,98	0,96	0,95	0,95	0,94
	Sábado	0,96	0,95	0,96	0,96	0,93	0,92	0,91	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92
	Domingo	0,96	0,96	0,95	0,95	0,95	0,97	0,94	0,93	0,92	0,93	0,94	0,93
5	Segunda	0,81	0,85	0,88	0,89	0,88	0,61	0,73	0,80	0,75	0,81	0,77	0,70
	Terça	0,80	0,82	0,83	0,82	0,69	0,88	0,82	0,75	0,67	0,74	0,75	0,71
	Quarta	0,76	0,81	0,82	0,84	0,89	0,84	0,73	0,78	0,66	0,71	0,74	0,70
	Quinta	0,82	0,85	0,94	0,93	0,92	0,88	0,85	0,78	0,77	0,83	0,81	0,70
	Sexta	0,74	0,77	0,81	0,81	0,85	0,85	0,79	0,84	0,82	0,78	0,70	0,70
	Sábado	0,57	0,87	0,72	0,71	0,91	0,85	0,74	0,71	0,72	0,72	0,72	0,72
Domingo	0,67	0,69	0,71	0,72	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70	0,69	

Fonte: O autor.

É estratificado o fator de potência da cabine 1 por horário e dia da semana conforme Figura 40 e observa-se baixo fator de potência todos os dias até as 6 horas. Na segunda feira o fator de potência permaneceu baixo até às 18 horas e no sábado e domingo ficou baixo o dia todo.

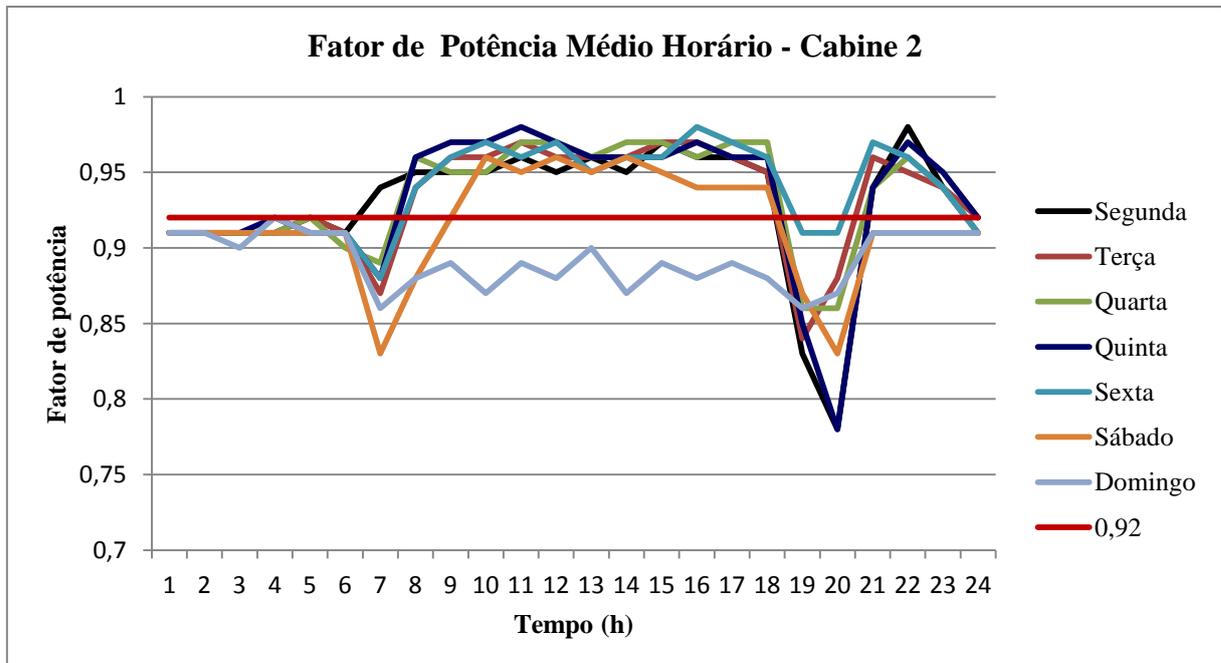
Figura 40 – Fator de potência horário da cabine 1 por dia da semana



Fonte: O autor.

Observa-se na figura 41 uma redução no fator de potencia da cabine 2 todos os dias da semana entre 18 e 21 horas e no domingo se manteve baixo o dia todo.

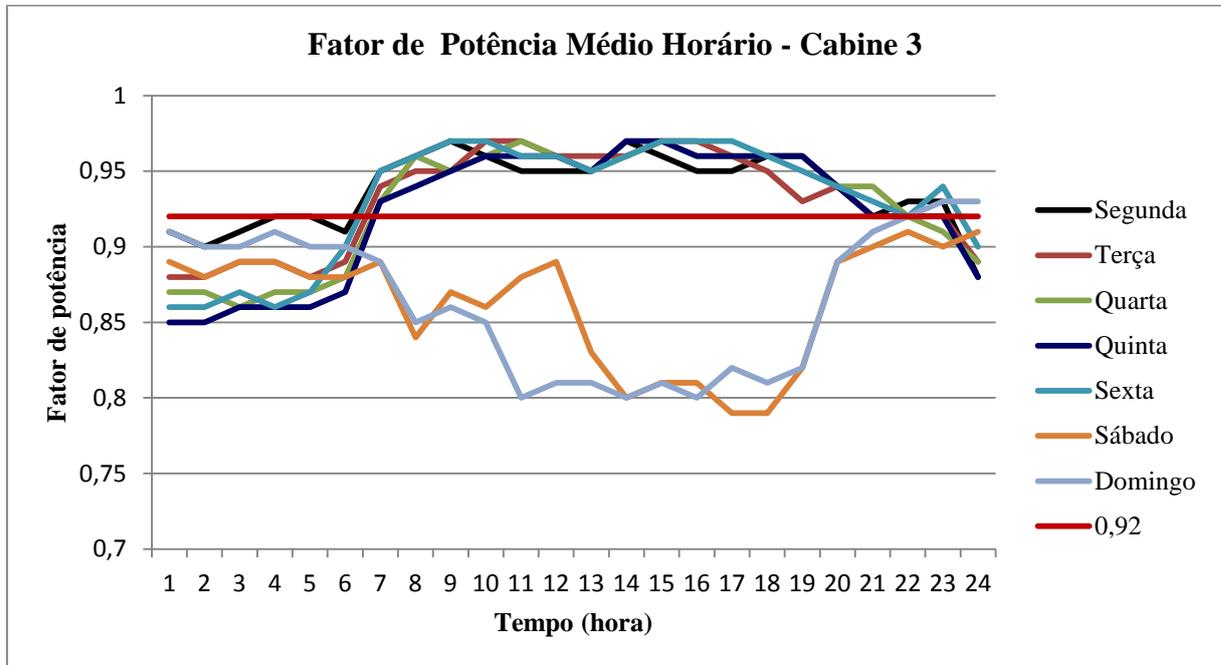
Figura 41 – Fator de potência horário da cabine 2 por dia da semana



Fonte: O autor.

Observa-se na Figura 42 uma melhora no fator de potencia da cabine 3 após as 6 horas exceto no sábado e domingo, que se mante baixo o dia todo.

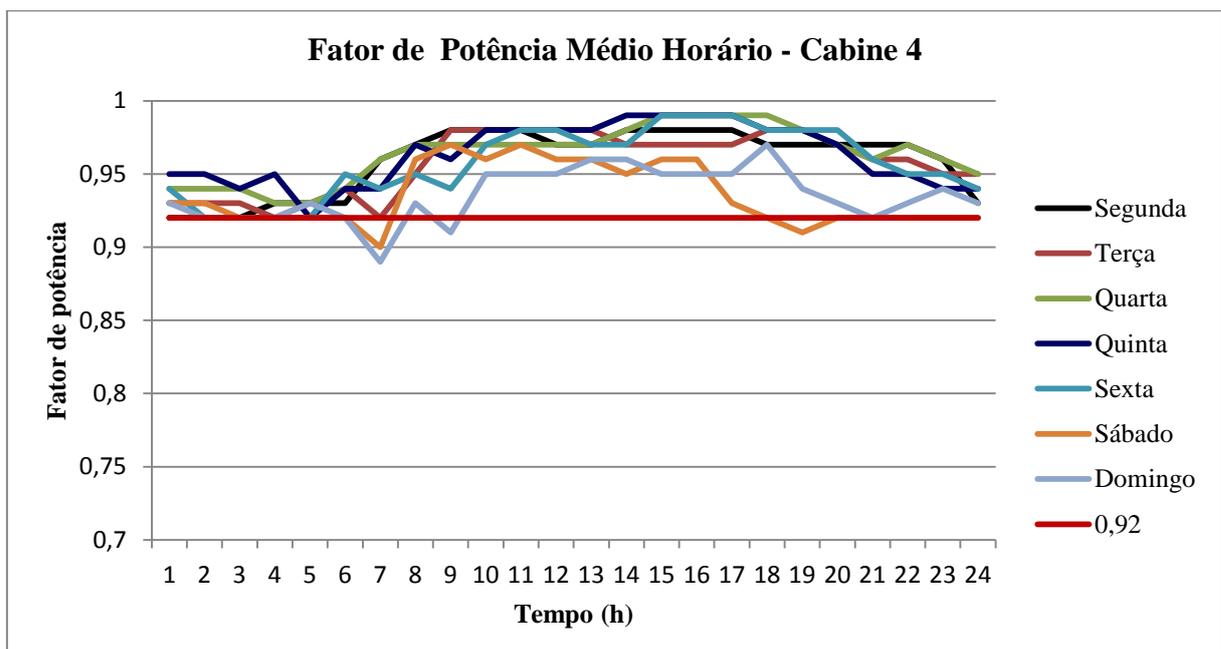
Figura 42 – Gráfico do fator de potência horário da cabine 3 por dia da semana



Fonte: O autor.

Observa-se na Figura 43 que cabine 4 é a que apresenta o melhor fator de potências, com pequenas quedas entre 6 e 9 horas no sábado e domingo e entre 17 e 19 horas no sábado.

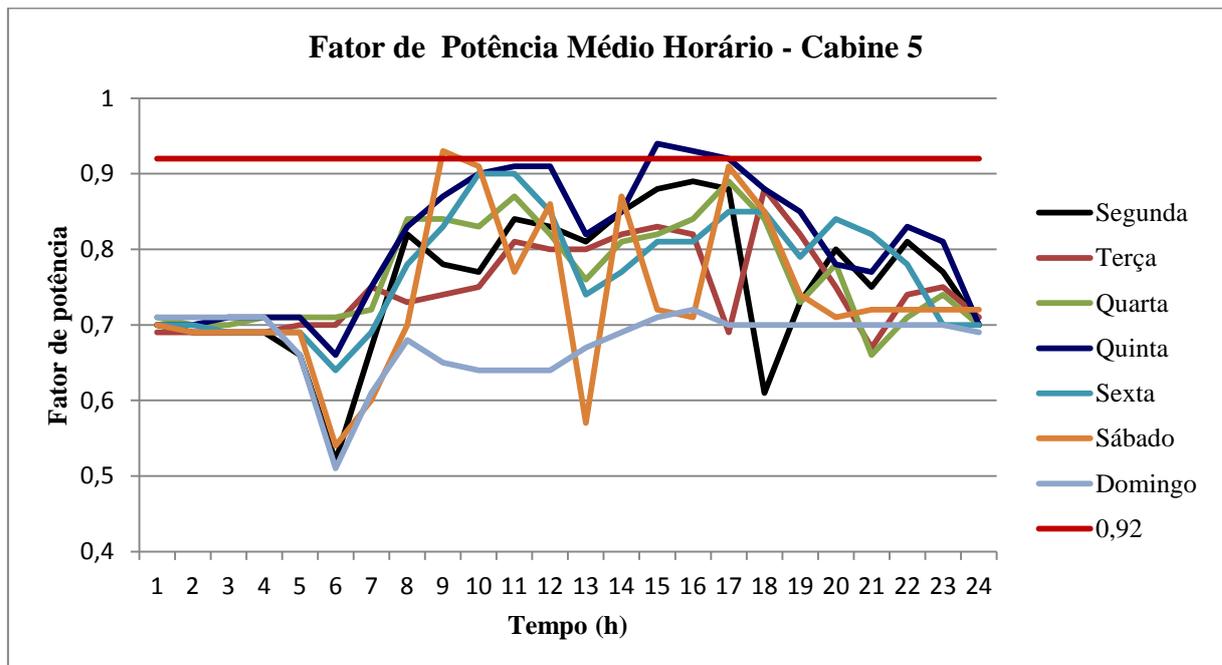
Figura 43 – Fator de potência horário da cabine 4 por dia da semana



Fonte: O autor.

Observa-se na Figura 44 que cabine 5 é a que apresenta pior o fator de potências todos os dias da semana, próximo de 0,7 durante a madrugada e oscilando o restante do dia abaixo de 0,92, exceto no sábado às 08 horas e na quinta entre 14 e 17 horas quando ultrapassou discretamente o limite de 0,92.

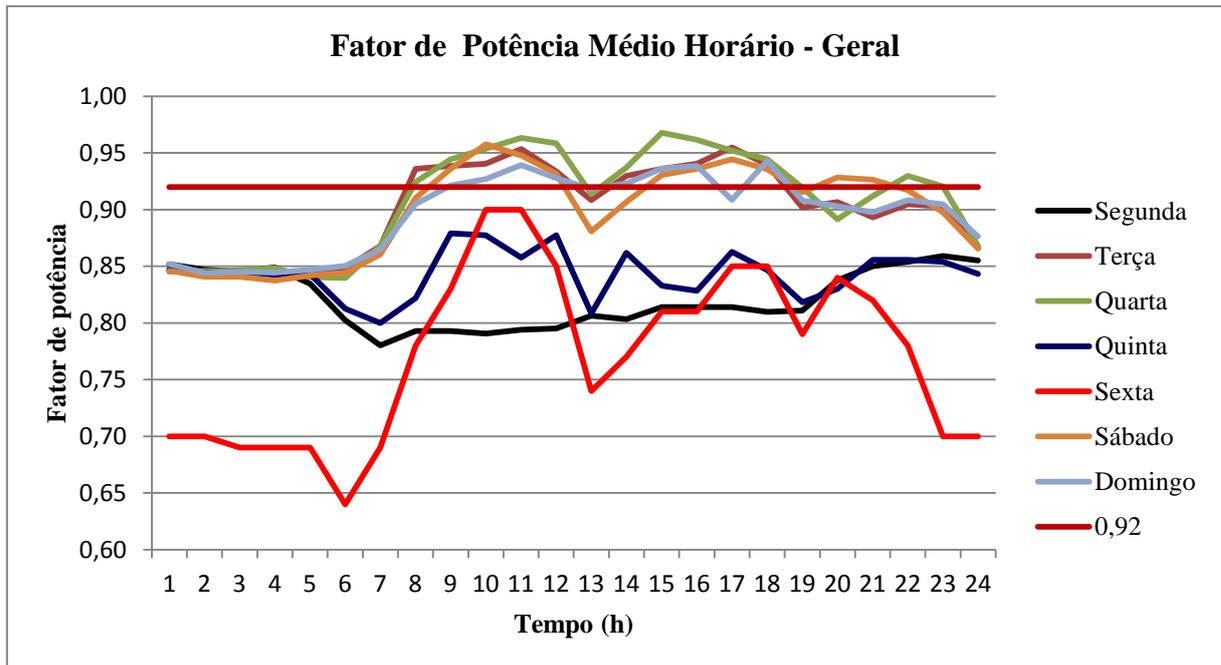
Figura 44 – Fator de potência horário da cabine 5 por dia da semana



Fonte: O autor.

A Figura 45 apresenta o fator de potência médio horário de todas as cabines, porém como as medições foram realizadas em períodos diferentes o fator de potência médio das cabines não corresponde ao fator de potencia real das cinco cabines, quando medidas ao mesmo tempo. Das 24 às 06 horas se o baixo fator de potencia for indutivo não é cobrada energia reativa e embora o fator de potência médio das cabines das 06 às 24 apresente em valor inferior 0,92, como não foi cobrada energia reativa na fatura de energia elétrica no mês de novembro/2015, isso significa que o fator de potencia geral das 06 às 24 horas esta acima de 0,92, ou seja: a energia reativa capacitiva de uma cabine compensa a energia indutiva de outra. Não foi possível instalar o medidor Fluke na cabine de medição geral onde fica o medidor da Cemig, pois os terminais das amostras de tensão e corrente de baixa tensão vindas dos TPs e TCs de medição estão lacrados com os equipamentos de medição da Cemig e o ramal de saída para as demais subestações internas são em média tensão.

Figura 45 – Fator de potência horário médio das 5 cabines por dia da semana



Fonte: O autor.

5.3 Distorção harmônica

A Tabela 09 apresenta a distorções harmônicas total de tensão (DTT %), máxima, média e mínima, conforme Fórmula 8, estratificadas por hora, da cabine 01 das Fases 1, 2 3 para o Neutro (1N, 2N e 3N) e do Neutro para o Terra (NG). A distorção harmônica total de tensão até 50ª ordem de todas as fases está dentro do limite permitido de até 10%.

Tabela 09 – Distorção Harmônica Total de Tensão (%) - Cabine 1

Hora	Fase 1N			Fase 2N			Fase3N			NG		
	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx
1	1,02	1,92	5,61	1,12	2,15	7,25	0,97	2,17	6,77	12,99	38,68	115,60
2	0,90	1,85	5,56	0,97	2,12	7,27	0,93	2,13	6,74	14,45	35,31	61,84
3	0,86	1,86	5,67	0,98	2,11	7,27	0,93	2,15	6,81	12,61	35,73	62,47
4	0,97	1,82	5,62	1,08	2,11	7,32	1,04	2,13	6,75	14,44	36,48	58,04
5	0,97	1,83	5,68	1,06	2,05	7,26	1,03	2,09	6,81	12,69	36,93	101,43
6	0,69	1,71	6,46	0,85	1,97	9,00	0,74	1,94	7,27	12,65	38,37	87,01
7	0,52	1,59	6,50	0,78	2,09	9,34	0,60	1,98	7,62	13,21	181,28	327,67
8	0,64	1,77	7,42	0,76	1,90	9,03	0,56	1,85	7,80	16,92	151,69	327,67
9	0,66	1,80	6,93	0,81	1,91	6,93	0,65	1,86	7,24	17,15	200,00	327,67
10	0,76	1,79	6,96	0,83	1,86	7,15	0,80	1,86	9,67	13,42	157,76	327,67
11	0,77	1,15	1,90	0,83	1,21	1,62	0,81	1,26	1,67	20,50	168,86	327,67
12	0,79	1,12	1,72	0,95	1,24	1,82	0,87	1,24	1,84	12,77	102,96	327,67
13	0,85	1,21	1,91	1,00	1,32	2,00	0,85	1,33	2,06	16,64	111,78	327,67
14	0,92	1,25	1,93	0,96	1,29	1,92	0,91	1,32	2,09	14,30	153,99	327,67
15	0,94	1,26	1,83	0,95	1,29	1,98	1,00	1,33	2,04	11,30	188,97	327,67
16	0,81	1,25	2,10	0,86	1,31	2,00	0,85	1,33	2,06	11,63	112,86	327,67
17	0,79	1,23	1,94	0,90	1,29	2,11	0,86	1,32	2,13	17,97	105,65	327,67
18	0,82	1,45	3,78	0,97	1,59	4,05	0,88	1,52	3,79	12,65	120,83	327,67
19	0,98	1,83	5,27	1,13	1,92	4,57	1,08	1,83	4,57	17,56	124,79	327,67
20	0,84	1,96	6,03	0,93	1,97	4,75	0,87	1,95	5,16	15,95	248,88	327,67
21	0,95	2,04	5,93	1,03	2,09	4,99	1,02	2,10	5,40	13,13	234,34	327,67
22	1,12	1,55	5,78	1,15	1,69	7,44	1,06	1,64	8,38	13,59	209,88	327,67
23	1,06	1,42	2,53	1,11	1,51	2,34	1,14	1,51	2,28	13,38	136,42	327,67
24	0,94	1,59	5,39	1,08	1,71	7,24	1,01	1,76	6,63	14,49	72,67	327,67

Fonte: O autor.

A distorção harmónica total de tensão da cabine 2 apresentada na Tabela 10 está dentro do limite permitido de até 10% nas 3 fases, em todos os horários.

Tabela 10 – Distorção Harmónica Total de Tensão (%) - Cabine 2

Hora	Fase 1N			Fase 2N			Fase3N			NG		
	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx
1	1,03	1,65	3,40	1,07	1,54	2,98	1,02	1,64	2,73	39,50	65,81	171,63
2	1,15	1,54	2,00	1,09	1,45	2,01	1,06	1,49	2,10	39,31	63,99	145,23
3	1,06	1,54	5,87	1,11	1,45	4,20	0,95	1,48	8,11	38,70	63,93	196,18
4	1,20	1,59	2,14	1,12	1,51	1,98	1,11	1,54	2,89	37,35	62,31	82,26
5	1,03	1,46	1,86	0,99	1,41	1,96	0,97	1,43	1,93	39,12	64,60	158,05
6	0,72	1,29	2,11	0,80	1,24	1,75	0,63	1,29	2,08	37,31	60,78	155,84
7	0,86	1,57	4,86	0,78	1,36	3,63	0,82	1,56	7,37	34,55	66,63	190,87
8	0,84	1,54	3,08	0,72	1,34	2,49	0,86	1,50	2,50	30,36	54,34	171,19
9	0,90	1,55	3,42	0,84	1,38	3,96	0,95	1,52	6,76	20,11	56,52	310,21
10	1,18	1,61	2,36	1,00	1,44	2,03	1,02	1,56	2,04	19,77	60,21	182,11
11	1,08	1,57	7,32	0,96	1,38	7,38	0,94	1,51	4,47	26,69	56,95	175,88
12	1,01	1,71	3,40	0,88	1,51	3,13	0,93	1,61	5,87	23,82	54,95	177,12
13	1,25	2,08	5,77	1,04	1,86	5,33	1,06	1,96	6,42	24,23	55,68	159,41
14	1,42	1,90	2,43	1,19	1,69	2,16	1,24	1,83	2,35	21,67	53,92	104,05
15	1,14	1,81	2,27	0,99	1,64	2,11	1,11	1,76	2,20	23,79	53,85	141,78
16	1,20	1,79	3,33	1,16	1,64	2,43	1,18	1,73	3,85	25,61	50,19	84,07
17	1,25	1,88	4,00	1,14	1,72	4,55	1,18	1,82	6,88	24,27	59,10	327,67
18	1,18	2,18	3,77	1,25	2,20	4,85	1,10	2,17	4,52	20,32	63,58	149,77
19	1,20	2,52	5,04	1,07	2,43	4,97	1,19	2,43	6,66	27,56	66,02	187,56
20	0,92	2,26	5,51	0,88	2,01	4,95	1,04	2,07	4,98	35,48	58,90	230,32
21	1,05	2,20	5,33	0,94	2,00	4,84	1,06	2,06	5,20	33,22	55,16	87,74
22	1,13	1,63	7,83	1,02	1,45	6,56	1,10	1,52	5,16	25,21	47,70	132,93
23	1,19	1,52	2,52	1,01	1,34	2,65	1,10	1,45	2,89	21,01	44,22	82,43
24	1,16	1,67	2,50	1,00	1,47	2,36	1,06	1,60	2,82	23,83	44,96	86,45

Fonte: O autor.

A distorção harmônica total de tensão da cabine 3 apresentadas na Tabela 11 está dentro do limite permitido de até 10% nas 3 fases, em todos os horários.

Tabela 11 – Distorção Harmônica Total de Tensão (%) - Cabine 3

Hora	Fase 1N			Fase 2N			Fase3N			NG		
	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx
1	1,20	1,47	3,72	1,19	1,50	6,93	1,62	1,96	3,70	89,11	327,67	327,67
2	1,04	1,43	1,89	1,06	1,42	1,84	1,48	1,94	2,51	99,52	327,67	327,67
3	1,07	1,44	1,86	0,99	1,43	1,76	1,56	1,92	2,34	112,88	327,67	327,67
4	0,92	1,46	1,83	0,85	1,45	1,80	1,40	1,89	2,32	107,19	327,67	327,67
5	0,78	1,45	2,08	0,85	1,48	2,15	1,32	1,88	2,46	100,26	327,67	327,67
6	0,81	1,28	1,98	0,76	1,34	2,02	1,16	1,66	2,20	101,84	325,21	327,67
7	0,87	1,44	2,36	0,84	1,43	2,32	1,26	1,85	2,84	87,36	323,67	327,67
8	0,82	1,42	2,78	0,79	1,36	6,59	1,09	1,64	3,96	72,10	317,83	327,67
9	0,80	1,40	1,85	0,75	1,30	3,69	1,11	1,61	2,50	58,25	311,00	327,67
10	1,02	1,58	2,27	0,84	1,43	2,11	1,12	1,71	2,30	81,91	320,53	327,67
11	1,14	1,63	2,41	1,04	1,46	2,22	1,28	1,70	2,49	81,56	323,52	327,67
12	1,07	1,67	2,54	0,87	1,51	2,31	1,26	1,86	2,67	20,10	319,55	327,67
13	1,26	1,89	2,70	1,10	1,74	2,56	1,32	2,08	2,99	77,52	323,92	327,67
14	1,19	1,78	2,61	1,00	1,64	2,44	1,24	1,86	2,75	77,60	312,11	327,67
15	1,18	1,73	2,31	1,05	1,58	3,06	1,26	1,79	2,47	78,41	316,15	327,67
16	1,14	1,66	2,41	0,91	1,50	2,16	1,17	1,80	2,35	83,57	317,15	327,67
17	0,99	1,59	2,28	0,87	1,44	2,13	1,16	1,81	2,40	72,41	305,15	327,67
18	0,96	1,80	3,87	0,77	1,70	4,21	1,21	2,20	4,45	65,89	319,58	327,67
19	1,06	2,05	3,88	0,86	2,04	4,15	1,34	2,49	4,33	27,40	312,37	327,67
20	0,96	1,92	4,55	1,02	1,99	5,04	1,32	2,31	4,29	22,73	261,85	327,67
21	0,82	1,90	4,52	0,90	1,99	4,94	1,32	2,38	4,43	93,78	279,11	327,67
22	0,94	1,53	5,70	1,02	1,60	4,85	1,38	2,02	9,49	92,59	250,74	327,67
23	1,08	1,43	1,88	1,13	1,50	2,00	1,55	1,96	2,58	75,17	244,59	327,67
24	1,13	1,49	2,33	1,12	1,53	2,69	1,20	1,95	4,42	93,24	313,21	327,67

Fonte: O autor.

A distorção harmônica total de tensão da cabine 4 apresentadas na Tabela 12 está dentro do limite permitido de até 10% nas 3 fases, em todos os horários.

Tabela 12 – Distorção Harmônica Total de Tensão (%) - Cabine 4

Hora	Fase 1N			Fase 2N			Fase3N			NG		
	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx
1	1,00	1,38	2,14	1,00	1,47	1,84	1,08	1,46	2,28	48,93	74,76	108,59
2	1,01	1,32	1,78	1,14	1,41	2,34	1,05	1,42	2,40	44,52	74,35	102,45
3	1,05	1,34	2,45	1,13	1,44	2,62	1,09	1,45	3,60	47,37	74,53	103,21
4	1,09	1,34	2,23	1,06	1,43	2,00	1,06	1,45	2,29	51,70	74,59	102,72
5	0,98	1,32	1,99	1,01	1,43	2,48	1,02	1,42	3,16	49,77	74,90	126,20
6	0,83	1,24	1,60	0,79	1,34	1,72	0,83	1,30	1,65	53,68	80,03	127,24
7	0,79	1,32	2,42	0,83	1,36	2,65	0,79	1,34	2,61	51,02	83,46	140,72
8	0,90	1,40	2,55	0,81	1,37	2,72	0,79	1,38	2,75	49,73	88,26	137,99
9	0,95	1,46	2,58	0,79	1,37	2,62	0,75	1,39	2,73	54,51	105,65	327,67
10	1,09	1,54	5,37	0,86	1,40	6,20	0,84	1,43	5,89	58,88	173,10	327,67
11	1,00	1,57	2,43	0,90	1,41	2,48	0,83	1,46	2,40	63,54	225,22	327,67
12	1,13	1,60	2,09	0,82	1,44	2,08	0,85	1,52	2,21	60,76	224,68	327,67
13	1,27	1,76	2,94	1,10	1,67	3,45	1,16	1,77	3,21	61,94	155,15	327,67
14	1,39	1,72	2,23	1,16	1,62	2,28	1,21	1,70	2,45	58,82	199,04	327,67
15	1,22	1,71	2,80	1,08	1,60	2,40	1,16	1,69	3,64	65,60	237,20	327,67
16	1,28	1,64	2,34	1,01	1,51	2,39	1,06	1,58	2,52	60,21	212,04	327,67
17	1,09	1,61	3,67	0,95	1,48	3,71	0,94	1,53	3,36	60,23	202,10	327,67
18	1,17	1,82	4,23	0,90	1,62	3,99	0,96	1,66	3,80	59,23	186,65	327,67
19	1,38	2,10	5,16	1,20	1,98	5,34	1,27	2,02	4,78	62,10	124,78	327,67
20	0,82	2,02	5,43	0,72	1,96	5,96	0,77	1,93	5,32	54,23	115,13	220,71
21	0,84	2,07	5,37	0,70	1,99	5,93	0,83	1,95	5,07	58,43	117,60	327,67
22	0,89	1,60	5,08	0,94	1,50	5,78	0,82	1,48	5,00	52,01	108,92	212,73
23	0,88	1,36	1,68	0,98	1,31	1,70	0,88	1,26	1,75	54,96	86,79	181,83
24	0,93	1,38	3,19	1,01	1,42	3,68	0,99	1,37	4,59	50,35	77,96	131,76

Fonte: O autor.

A distorção harmónica total de tensão da cabine 5 apresentadas na Tabela 13 está dentro do limite permitido de até 10% nas 3 fases, em todos os horários.

Tabela 13 – Distorção Harmónica Total de Tensão (%) - Cabine 5

Hora	Fase 1N			Fase 2N			Fase 3N			NG		
	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx	Min	Méd	Máx
1	1,42	1,72	2,04	1,21	1,59	2,01	1,34	1,67	2,01	39,69	164,77	327,67
2	1,31	1,68	2,15	1,21	1,56	2,07	1,29	1,62	2,07	41,12	163,05	327,67
3	1,15	1,68	2,19	1,19	1,59	2,08	1,15	1,63	2,14	35,71	161,19	327,67
4	1,19	1,71	2,12	1,10	1,61	2,01	0,99	1,64	2,04	39,61	154,77	327,67
5	1,37	1,67	2,75	1,25	1,56	2,73	1,29	1,58	3,65	29,13	169,02	327,67
6	1,03	1,58	4,56	0,97	1,45	3,87	0,91	1,46	4,01	28,73	133,75	327,67
7	0,96	1,81	3,87	0,94	1,62	4,16	0,78	1,74	3,89	24,82	200,39	327,67
8	1,28	1,93	2,83	0,98	1,75	2,60	1,19	1,94	2,94	27,30	217,74	327,67
9	1,25	1,78	3,01	1,10	1,65	3,20	1,21	1,79	3,08	23,82	182,12	327,67
10	1,36	1,76	2,15	1,20	1,63	2,05	1,33	1,78	2,24	17,70	110,07	327,67
11	1,32	1,74	2,13	1,23	1,61	2,33	1,27	1,76	2,19	16,86	114,68	327,67
12	1,26	1,81	2,21	1,16	1,67	2,03	1,26	1,84	2,21	16,08	104,89	327,67
13	1,61	2,12	2,61	1,34	1,98	2,53	1,65	2,19	2,93	21,93	102,67	327,67
14	1,62	2,08	2,48	1,42	1,92	2,34	1,58	2,11	2,64	25,28	124,98	327,67
15	1,58	2,01	2,67	1,41	1,86	2,46	1,58	2,04	2,69	17,56	153,91	327,67
16	1,57	2,00	2,65	1,36	1,89	2,67	1,52	2,03	3,03	27,86	131,20	327,67
17	1,43	1,99	4,91	1,34	2,09	9,97	1,48	2,04	4,99	16,21	85,45	327,67
18	1,37	2,19	4,55	1,31	2,14	4,49	1,39	2,22	5,00	13,06	111,00	327,67
19	1,48	2,44	5,51	1,47	2,41	4,74	1,55	2,47	4,52	11,77	140,28	327,67
20	1,11	2,16	5,73	1,06	2,10	4,32	1,08	2,13	4,48	25,71	171,56	327,67
21	1,03	1,96	5,18	0,94	1,97	4,80	0,92	1,94	4,91	25,16	175,51	327,67
22	0,93	1,60	4,97	0,97	1,59	8,11	0,91	1,56	6,82	24,40	179,58	327,67
23	1,08	1,45	1,93	1,01	1,38	1,86	1,05	1,39	1,90	22,61	192,83	327,67
24	1,27	1,64	1,97	1,11	1,53	1,97	1,17	1,58	1,97	41,97	180,32	327,67

Fonte: O autor.

Conforme Tabela 14 a maior distorção harmónica total de tensão foi registrada às 10 horas na cabine 1, com 9,67 %, inferior ao limite permitido de até 10%.

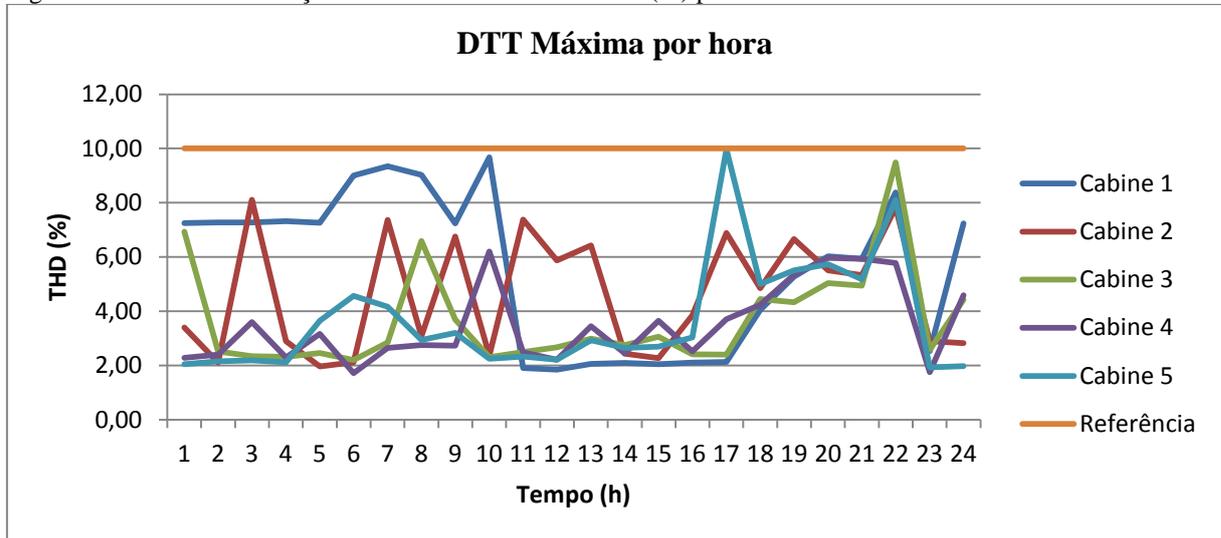
Tabela 14 – Máxima Distorção Harmónica Total de Tensão (%) por Hora

Hora	Cabines				
	1	2	3	4	5
1	7,25	3,40	6,93	2,28	2,04
2	7,27	2,10	2,51	2,40	2,15
3	7,27	8,11	2,34	3,60	2,19
4	7,32	2,89	2,32	2,29	2,12
5	7,26	1,96	2,46	3,16	3,65
6	9,00	2,11	2,20	1,72	4,56
7	9,34	7,37	2,84	2,65	4,16
8	9,03	3,08	6,59	2,75	2,94
9	7,24	6,76	3,69	2,73	3,20
10	9,67	2,36	2,30	6,20	2,24
11	1,90	7,38	2,49	2,48	2,33
12	1,84	5,87	2,67	2,21	2,21
13	2,06	6,42	2,99	3,45	2,93
14	2,09	2,43	2,75	2,45	2,64
15	2,04	2,27	3,06	3,64	2,69
16	2,10	3,85	2,41	2,52	3,03
17	2,13	6,88	2,40	3,71	9,97
18	4,05	4,85	4,45	4,23	5,00
19	5,27	6,66	4,33	5,34	5,51
20	6,03	5,51	5,04	5,96	5,73
21	5,93	5,33	4,94	5,93	5,18
22	8,38	7,83	9,49	5,78	8,11
23	2,53	2,89	2,58	1,75	1,93
24	7,24	2,82	4,42	4,59	1,97

Fonte: O autor.

Observa-se na Figura 46 que as máximas distorções harmônicas na cabine 1 ocorrem até 10 horas e elevação da distorção em todas as cabines entre 17 e 23 horas,

Figura 46 – Máxima Distorção Harmônica Total de Tensão (%) por Hora



Fonte: O autor.

A Tabela 15 apresenta a distorção harmônica de ordem individual (DITH %) até a 25ª ordem (h) , conforme Fórmula 9 e os limites de referência definidos no Quadro 8. As harmônicas individuais com limites de referência maiores são as ímpares de ordem 3ª, 5ª 7ª e 11ª ordem, sendo na cabine 1 foi registrada harmônica de 7ª ordem de 7,53 %, superior ao limite permitido de 6,5%

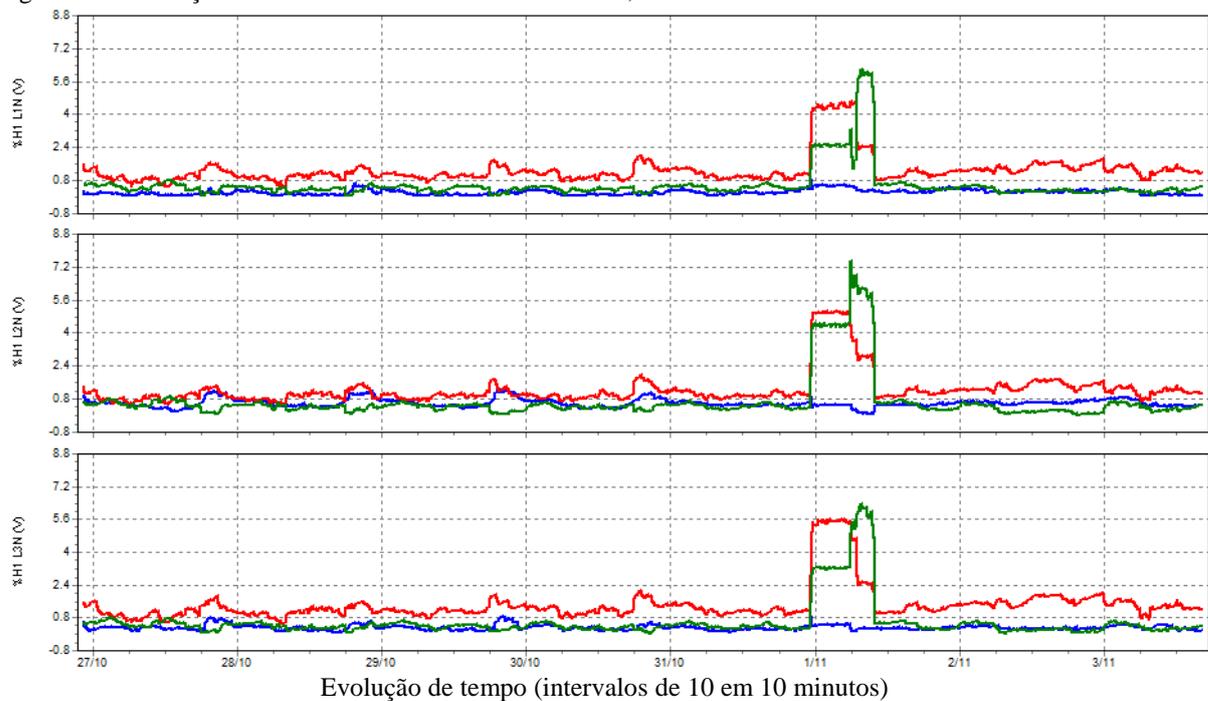
Tabela 15 - Máxima Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]

Distorção Harmônica Individual V [%]		Cabines				
Ordem Harmônica (h)	Valor de Referência	1	2	3	4	5
2	2.5	1,19	1,26	1,26	1,24	1,08
3	6.5	1,68	1,41	1,56	1,66	1,51
4	1.5	1,05	1,01	1,13	1,11	0,96
5	7.5	5,63	4,43	4,1	4,8	4,12
6	1	1,05	0,95	1,08	1,09	0,95
7	6.5	7,53	3,3	3,23	3,43	3,48
8	1	0,99	0,99	1,05	1,07	0,89
9	2	1,35	1,44	1,28	1,57	0,99
10	1	0,95	0,96	0,99	1,05	0,87
11	4.5	1,29	1,26	1,41	1,35	1,05
12	1	0,95	0,97	1	1,05	0,86
13	4	1,09	1,06	1,18	1,22	0,96
14	1	0,97	0,94	1	0,99	0,87
15	1	1	0,97	1	1,07	0,89
16	1	0,94	0,91	0,98	1,01	0,85
17	2.5	0,99	0,93	1,03	1,04	0,89
18	1	0,96	0,92	0,97	1	0,88
19	2	0,97	0,96	0,98	1,07	0,89
20	1	0,95	0,91	0,94	0,99	0,84
21	1	0,99	0,97	1	1,06	0,86
22	1	0,94	0,91	0,97	1,03	0,84
23	1	1,22	0,95	1,02	1,07	0,86
24	1	0,95	0,92	0,97	1,03	0,86
25	2	0,97	0,93	0,98	1,03	0,85

Fonte: O autor.

Na Figura 47 observa-se que o aumento das harmônicas de 3^a, 5 e 7^a ordem na cabine 1 ocorreu no intervalo de 23h14 do dia 31/11/2014 até 09h54 do dia 01/11/2016, sendo o pico de 7,53 % da 7^a harmônica registrado às 6h04 do dia 01/11/2016 entre a fase 2 e o Neutro (2N).

Figura 47 - Distorção harmônica de tensão e corrente de 3^a, 5^a e 7^a ordem da cabine 1



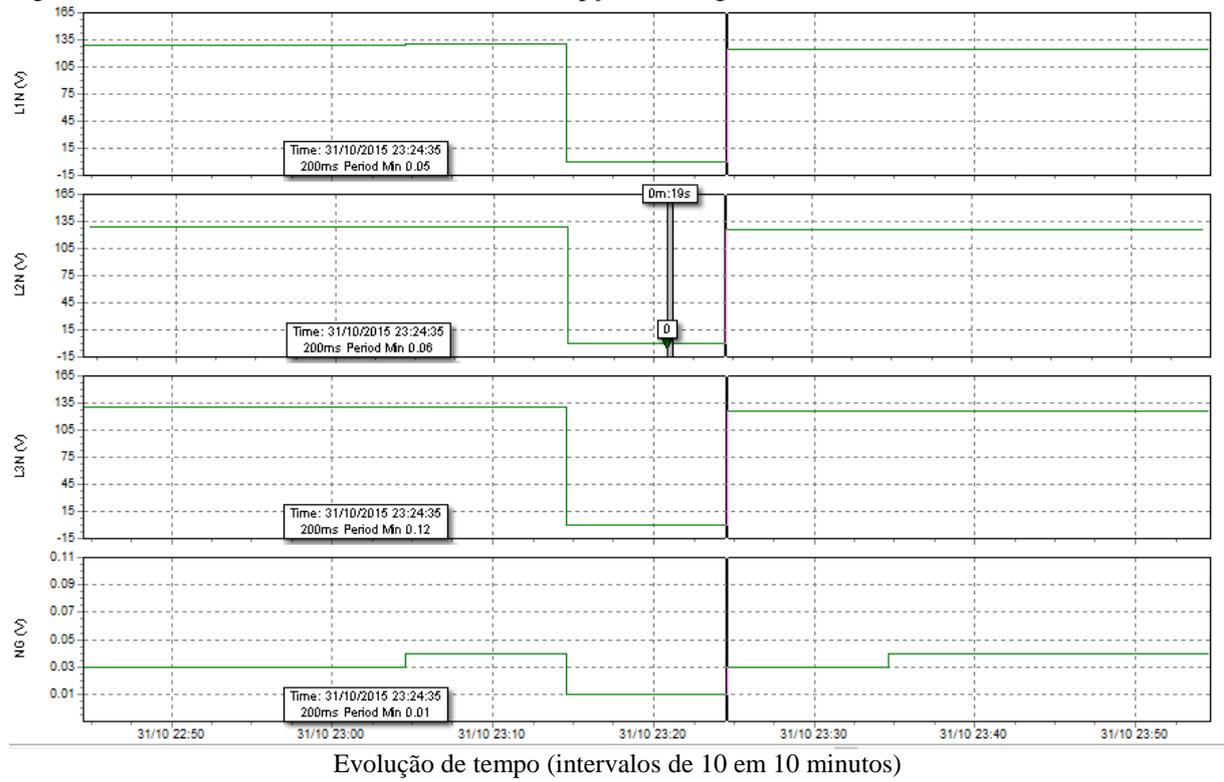
Legenda



Fonte: O autor , adaptado de Powerlog versão 4.3.1

Foi observada uma interrupção no dia 31/10/2015 às 22h20 na cabine 1 com duração de 19s. Conforme Figura 48 a tensão mínima caiu da média de 130V para próximo de 0 V. Esta interrupção coincide com o início do horário de elevação das harmônicas de 3^a, 5^a e 7^a ordem na cabine 1 e como não foi observada elevação significativa destas harmônicas no demais dias, está ocorrência foi considerada como eventual.

Figura 48 – Tensão RMS Mínima e evento de interrupção de energia cabine 1



Legenda

— 200ms Period Min

Fonte: O autor, adaptado de Powerlog versão 4.3.1.

6 CONCLUSÃO

Os indicadores de tensão na faixa precária e crítica nas cabines 2 e 5, com registros de tensão elevada todos os dias da semana em praticamente todos os horários requerem intervenção imediata, principalmente na cabine 2, que fornece energia elétrica aos dois laboratório de informática, localizados no prédio da biblioteca. Recomenda-se verificar a possibilidade de reduzir a tensão de saída nos TAPs dos transformadores dessas cabines e estudos mais detalhados nos quadros de distribuição atendidos por estas cabines.

Embora o fator de potência das cabines apresente em algum horário valor inferior a 0,92, como não foi observada cobrança de energia reativa na fatura de energia elétrica, isso significa que no geral a energia reativa capacitiva de uma cabine compensa a energia indutiva de outra. Como as medições foram realizadas em períodos diferentes o fator de potência médio das cabines não corresponde ao fator de potência real das cinco cabines, quando medidas ao mesmo tempo. Não foi possível instalar o medidor Fluke na cabine de medição geral onde fica o medidor da Cemig, pois os terminais das amostras de tensão e corrente de baixa tensão vindas dos TPs e TCs de medição são lacrados pela Cemig e o ramal de saída para as demais subestações internas são em 13,8 KV.

A cabine 4 é a que apresenta melhor fator de potência sendo a maior reempossável para compensação de energia reativa das demais cabines. Qualquer projeto de eficiência energética nas cargas desta cabine devem ser avaliados os impactos na compensação de energia reativa.

A cabine 5 apresenta o pior fator de potências e como os motores dos laboratórios são ligados durante as aulas de forma aleatória, recomenda-se instalação de banco de capacitores automático para que a compensação de energia reativa seja feita mais próxima das cargas.

A distorção harmônica total de todas as cabines estava dentro do limite permitido de até 10%. O valor de 7,53 % de distorção harmônica de 7ª ordem registrada na fase 2N da cabine 1, que ultrapassou o limite permitido de 6,5%, foi um evento único e não foram observadas elevações periódicas neste horário nos outros dias de medição, que justificasse uma análise mais detalhada.

O PRODIST apresenta de forma bem detalhada a metodologia de medição e valores de referência dos indicadores de qualidade em regime permanente abordados neste trabalho, porém na revisão 7, publicada em 01/01/2016 ainda não atribuí padrões de desempenho aos fenômenos de curta duração, que também podem provocar falhas em equipamentos mais sensíveis e prejuízos para as empresa, principalmente na área industrial que utiliza equipamentos de alta tecnologia e sensibilidade.

A utilização do analisador Fluke, modelo 435 e software PowerLog fornecido com o equipamento permite uma visualização dos gráficos com interface amigável de seleção dos parâmetros e intervalos de medição o que facilita a análise, além de permitir exportação dos dados para montagem de outros gráficos no Excel ou utilização em outros softwares.

O objetivo do trabalho era verificar a conformidade da qualidade em regime permanente e as transgressões dos indicadores DRC e DRP, em relação aos valores de referência do PRODIST, apresentam características de origem internas das instalações do UNIS o que reforça a necessidade de medição e monitoramento, pois as correções de eventuais problemas relacionados à qualidade da energia nem sempre são de responsabilidade da distribuidora de energia elétrica.

Como o sistema elétrico é dinâmico, tanto em relação à rede da distribuidora que pode ter sua configuração alterada em função manobras de transferência de cargas ou obras para atendimento de novos clientes, quanto às alterações no regime de funcionamento das cargas do UNIS nas redes internas, recomenda-se realizar medições periódicas para monitoramento da qualidade da energia.

REFERÊNCIAS

ABREU, J.P, et al. **Reflexões Sobre Qualidade de Energia**, primeiro SBQEE - Seminário Brasileiro da Qualidade da Energia Elétrica, v.1, p.1-5, 1996.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Indicadores de Conformidade do Nível de Tensão em Regime Permanente**, 2015. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/Indicadores_de_conformidade_nivel_tensao/> Acesso em: 09 de novembro de 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Legislação**, 2015. Disponível em: <<http://www3.ANEEL.gov.br/legibiblio.htm>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST**, revisão 6 de 01/01/2015. Disponível em: <http://www.ANEEL.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo8_Revis%C3%A3o_6_Retifica%C3%A7%C3%A3o_1.pdf>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 414 DE 9 de Setembro de 2010**. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013**, disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br/cedoc/ren2013547.pdf>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015**. Disponível em: <<http://www.ANEEL.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/007/resultado/reh20151858.pdf>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Revisão Tarifária Extraordinária de Distribuidoras de 27 de Fevereiro de 2015**. Disponível em: <http://www.ANEEL.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8418&id_area=>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

CALDAS, Geraldo Pereira. **Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica face à Constituição Federal de 1988 e o Interesse Público**. 2.ed. Curitiba: Juruá, 2006. 276 p.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Preço de Liquidação das Diferenças – PLD**, 2015. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/precos_medios>. Acesso em: 02 de novembro de 2015.

CCEE, Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Legislação**, 2015. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

CAPELLI, A. **Energia Elétrica: Qualidade E Eficiência Para Aplicações Industriais**. São Paulo: Erica, 2013. 272 p.

CEMIG, Companhia Energética de Minas Gerais. **Tarifas**, 2015. Disponível em: <<http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/tarifas.aspx>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

DUGAN, R. C, et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2. ed. New York: McGrawHill, 2002. 521 p.

FERREIRA, D.D. **Análise de Distúrbios Elétricos em Sistema de Potência**, 210 p. Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2010.

FLUKE, **Manual do Usuário: Analisadores de Qualidade de Potência e Energia Trifásicos**, modelo 435. Janeiro de 2012, rev.1, 2012.

INFRAESTRURA. **Segurança Energética**, 2015. Disponível em: <<http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2014/08/distribuidoras-de-energia-recebem-1a-parcela-de-emprestimo-de-r-2-1-bilhoes>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

MARTINHO, Edson, **Distúrbios da Energia Elétrica**. 2. ed. São Paulo: Erica. 2009. 144 p.

MME, Ministério de Minas e Energia. **Portaria nº 44, de 10 de março de 2015**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

ONS, Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Energias Armazenadas**, disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/energia_armazenada_out.aspx>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA, Casa Civil. **Decreto Nº 8.461 de DE 2 DE JUNHO DE 2015**. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Decreto/D8461.htm>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.

PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Legislação**, 2013. Disponível em: <<http://www.planalto.gov.br>>. Acesso em: 11 de setembro de 2015.