



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

CLAYTON GOMES PEREIRA PAIVA

**ELABORAÇÃO DE CRONOGRAMA DE MANUTENÇÃO ANUAL DE
SUBESTAÇÃO DE 15 kV – ESTUDO DE CASO**

FORTALEZA

2019

CLAYTON GOMES PEREIRA PAIVA

ELABORAÇÃO DE CRONOGRAMA DE MANUTENÇÃO ANUAL DE SUBESTAÇÃO
DE 15 kV – ESTUDO DE CASO

Trabalho de Conclusão de curso Submetido à
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial à obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares
Cruz.

FORTALEZA

2019

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

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

P167e Paiva, Clayton Gomes Pereira.

Elaboração de cronograma de manutenção anual de subestação de 15 kV - Estudo de caso / Clayton Gomes Pereira Paiva. – 2019.

115 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2019.

Orientação: Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz.

1. Manutenção. 2. Subestação. 3. Equipamentos. 4. Ensaios. 5. Cronograma de manutenção. I. Título.

CDD 621.3

CLAYTON GOMES PEREIRA PAIVA

ELABORAÇÃO DE CRONOGRAMA DE MANUTENÇÃO ANUAL DE SUBESTAÇÃO
DE 15 kV – ESTUDO DE CASO

Trabalho de Conclusão de curso Submetido à
Universidade Federal do Ceará, como requisito
parcial à obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica.

Aprovada em: ___/___/_____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. René Pastor Torrico Bascopé
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Luiz Daniel Santos Bezerra
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia do Ceará (IFCE)

A Deus.

Aos meus pais, Rozangela e Januário.

AGRADECIMENTOS

Como não poderia deixar de ser, os primeiros agradecimentos são destinados às duas pessoas que fizeram, não apenas a conclusão deste trabalho, curso ou etapa, mas toda a conjuntura que compõe minha existência, algo possível: meus pais, Maria Rozângela Gomes Pereira e Januário Fernandes Paiva, que me guiaram desde os primeiros passos.

Agradeço também ao meu irmão, José Gladson Gomes Pereira Paiva, por ser ora exemplo, ora amigo, ora rival, como todo bom irmão mais velho deve ser.

À minha avó, Maria Gomes Pereira, e meu avô, José Pereira da Paz, por me ensinarem que a verdadeira juventude independe da idade do corpo.

À minha namorada, Larissa Moreira Damasceno, por ser minha âncora em tantos momentos difíceis que a vida me trouxe, além de me mostrar que a vida pode – e deve – ser mais bonita.

A meus inestimáveis amigos que me acompanharam nesta jornada, alguns desde o ensino médio, Matheus Jonathan, Dalmo Mendes, Felipe Porto, Herivelton Távora, Raimundo Vidal, Tobias Valentim, Josedmundo Neto, Fábio Rocha, Matheus Nogueira e tantos outros que tiveram participação nesta jornada. Espero que a inexorável passagem do tempo não finde por nos tornar estranhos uns aos outros.

Ao professor Dr. Cícero Marcos Tavares Cruz e aos demais membros da banca, pelo tempo e atenção a mim concedidos.

“Um livro é a prova de que os homens são capazes de fazer magia.”

(Carl Sagan)

RESUMO

O trabalho apresenta uma pequena introdução teórica sobre os tipos de manutenção existentes e sobre subestações e seus componentes e equipamentos, culminando na compilação de técnicas, ferramentas e critérios para elaborar e cumprir um cronograma de manutenção anual de uma subestação de classe de tensão de 15 kV, embasado em normas, bem como na literatura disponível. De forma a exemplificar o processo, foi realizado um estudo em uma subestação de 1,8 MVA, estes distribuídos em três transformadores, sendo dois de 750 kVA e um de 300 kVA, buscando elaborar seu cronograma de manutenção anual e realizar ensaios e verificações menos invasivas.

Palavras-chave: Manutenção. Subestação. Equipamentos. Ensaios. Cronograma de manutenção.

ABSTRACT

The work presents a brief introduction on existing maintenance types and substations' componentes and equipments, culminating in a compilation of techniques, tools and standards to prepare and fulfill a 15 kV class substation annual maintenance schedule, based on national and international standards, as well as on the available literature. In order to exemplify the process, a study was carried up on a 1.8 MVA substation, those allocated into 3 separate transformers, beeing two of 750 kVA and one of 300 kVA, seeking out to prepare it's annual maintenance schedule and perform less invasive tests and inspections.

Keywords: Maintenance. Substation. Equipments. Test. Maintenance schedule.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Transformador de 500 kVA.....	23
Figura 2 – Funcionamento de um transformador.....	24
Figura 3 - Transformador de Corrente Balteau KFI-12 moldado em epóxi.....	26
Figura 4 – Funcionamento de um transformador de corrente.....	26
Figura 5 - Transformador de Potencial Balteau VFI-15 moldado em epóxi.....	26
Figura 6 – Relé digital SEPAM S40.....	27
Figura 7 – Disjuntor de Média Tensão Vmax.....	28
Figura 8 – Termografia CPG.....	35
Figura 9 – Fluxograma de ação após recebimento de ensaio cromatográfico de gases dissolvidos no óleo de transformadores.....	39
Figura 10 – Curvas de resistividade x temperatura do óleo típicas.....	43
Figura 11 – Megômetro Megabrás MD15KVR.....	53
Figura 12 – Esquema de medição de resistência de isolamento com bobinas curto-circuitadas.....	57
Figura 13 – Componentes da corrente no ensaio DC, corrente de fuga condutiva, corrente de fuga de carga capacitiva e corrente de absorção de polarização, IL, IC e IA, respectivamente.....	59
Figura 14 – Comportamento típico de um ensaio de resistência de isolamento DC de 10 minutos para isolação boa e isolação defeituosa.....	59
Figura 15 – Curva característica da resistência de aterramento de um eletrodo pontual, em caso da distância do eletrodo de corrente ser satisfatória.....	67
Figura 16 – Distâncias no ar que delimitam radialmente as zonas de risco, controlada e livre.....	73
Figura 17 – Distâncias no ar que delimitam radialmente as zonas de risco, controlada e livre quando há a presença de uma superfície isolante SI delimitando as zonas.....	74

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Modelo de relatório simplificado de termografia.....	35
Tabela 2 – Valores de referência para taxa de crescimento de gases em um transformador de potência.....	38
Tabela 3 – Ensaio físico-químico para óleo mineral isolante.....	39
Tabela 4 – Valores-limite para óleo em transformadores e reatores em uso.....	46
Tabela 5 – Valores-limite para óleo em transformadores de instrumentos em uso.....	47
Tabela 6 – Valores-limite para óleo em disjuntores em uso.....	47
Tabela 7 – Valores-limite para óleo em comutadores em uso.....	47
Tabela 8 – Resumo de ações corretivas.....	48
Tabela 9 – Valores-limite para óleo pós condicionamento.....	48
Tabela 10 – Valores-limite para óleo pós regeneração.....	49
Tabela 11 – Ligações para ensaio de resistência de enrolamentos em um transformador Δ -Y.....	51
Tabela 12 – Fatores de correção de resistência de isolamento para temperaturas de 0 a 80°C.....	56
Tabela 13 – Tabela para diagnóstico de isolamento de transformadores utilizando o índice de polarização.....	60
Tabela 14 – Tabela para conexão dos cabos de um megômetro a um transformador de potência, conferir numeração na figura 10. Ra – Resistência de isolamento alta-massa; Rb – Resistência de isolamento baixa-massa; Rab – Resistência de isolamento alta-baixa.....	61
Tabela 15 – Tabela para conexão dos cabos de um megômetro a uma chave seccionadora.....	62
Tabela 16 – Tabela para conexão dos cabos de um megômetro a um disjuntor de média tensão.....	63
Tabela 17 – Valores de referência para diagnóstico de resistência de isolamento de transformadores de potencial.....	65
Tabela 18 – Equipamentos presentes na subestação Hapvida nova sede.....	75
Tabela 19 – Serviços aplicáveis aos transformadores e cubículos de transformação da SE Hapvida nova sede.....	75

Tabela 20 – Resistência mínima de isolamento dos enrolamentos dos transformadores presentes na SE Hapvida nova sede.....	76
Tabela 21 – Serviços aplicáveis ao relé de média tensão da SE Hapvida.....	76
Tabela 22 – Serviços aplicáveis às chaves seccionadoras de média tensão da SE Hapvida nova sede.....	77
Tabela 23 – Serviços aplicáveis ao disjuntor de média tensão da SE Hapvida nova sede.....	77
Tabela 24 – Serviços aplicáveis ao para-raios da SE Hapvida nova sede.....	78
Tabela 25 – Serviços aplicáveis aos transformadores de instrumentos da SE Hapvida nova sede.....	78
Tabela 26 – Serviços de manutenção semanais da SE Hapvida nova sede.....	79
Tabela 27 – Serviços de manutenção mensais da SE Hapvida nova sede.....	80
Tabela 28 – Serviços de manutenção semestrais da SE Hapvida nova sede.....	80
Tabela 29 – Serviços de manutenção anuais da SE Hapvida nova sede.....	81
Tabela 30 – Cronograma de Manutenção.....	84

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
NBR	Norma Brasileira Regulamentadora
NR	Norma Regulamentadora
TC	Transformador de Corrente
TP	Transformador de Potencial
CC	Corrente Alternada
CA	Corrente Contínua
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
W	Watt
VA	Volt-Ampére
V	Volt
A	Ampére
IEC	International Electrotechnical Commission
QGBT	Quadro Geral de Baixa Tensão
EPI	Equipamento de Proteção Individual

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	16
1.1. INTRODUÇÃO.....	16
1.2. OBJETIVO.....	16
1.3. ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
2. INTRODUÇÃO AOS TIPOS DE MANUTENÇÃO.....	18
2.1. CONCEITO DE MANUTENÇÃO.....	18
2.2. TIPOS DE MANUTENÇÃO.....	18
2.2.1. MANUTENÇÃO PREVENTIVA.....	18
2.2.2. MANUTENÇÃO PREDITIVA.....	19
2.2.3. MANUTENÇÃO AUTÔNOMA.....	20
2.2.4. MANUTENÇÃO CORRETIVA.....	20
2.2.5. TEROTECNOLOGIA.....	20
2.3. PLANO DE MANUTENÇÃO.....	21
3. INTRODUÇÃO A SUBESTAÇÕES.....	22
3.1. TRANSFORMADORES.....	22
3.1.1. TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	22
3.1.2. TRANSFORMADOR DE CORRENTE.....	26
3.1.3. TRANSFORMADOR DE POTENCIAL.....	27
3.2. RELÉS.....	27
3.3. EQUIPAMENTOS DE DISJUNÇÃO.....	28
4. PROCEDIMENTOS DE MANUTENÇÃO E COMISSONAMENTO.....	30
4.1. PROCEDIMENTOS DE CARÁTER PREDIAL.....	30
4.2. PROCEDIMENTOS DE PROTEÇÃO CONTRA INCÊNDIOS.....	31
4.3. PROCEDIMENTOS EM EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS.....	32
4.3.1. ENSAIO TERMOGRÁFICO.....	32
4.3.1.1. MODELO SIMPLIFICADO DE RELATÓRIO DE TERMOGRAFIA.....	34
4.3.2. ANÁLISE CROMATROGRÁFICA DE GASES DISSOLVIDOS NO ÓLEO ISOLANTE.....	36
4.3.2.1. TIPOS DE FALHAS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	36
4.3.2.2. TAXA DE LIBERAÇÃO NATURAL DE GASES EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	37
4.3.2.3. FLUXOGRAMA DE AÇÃO.....	39
4.3.3. ENSAIO FÍSICO-QUÍMICO DE ÓLEO ISOLANTE.....	40
4.3.3.1. COR E APARÊNCIA.....	42
4.3.3.2. DENSIDADE.....	42
4.3.3.3. FATOR DE PERDAS DIELÉTRICAS E PERMISSIVIDADE RELATIVA.....	42
4.3.3.4. ÍNDICE DE NEUTRALIZAÇÃO.....	44
4.3.3.5. RIGIDEZ DIELÉTRICA.....	44
4.3.3.6. TENSÃO INTERFACIAL.....	44
4.3.3.7. TEOR DE ÁGUA.....	45
4.3.3.8. AVALIAÇÃO DO ÓLEO.....	46
4.3.4. ENSAIOS ELÉTRICOS BÁSICOS EM TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA.....	49

4.3.4.1.	MEDIÇÃO DA RESISTÊNCIA DOS ENROLAMENTOS.....	49
4.3.4.2.	MEDIÇÃO DA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO E POLARIDADE.....	51
4.3.4.3.	MEDIÇÃO DA CORRENTE DE EXCITAÇÃO.....	52
4.3.4.4.	MEDIÇÃO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO.....	53
4.3.4.4.1.	RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DC DE CURTA DURAÇÃO.....	53
4.3.4.4.2.	RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO DC DE LONGA DURAÇÃO.....	57
4.3.5.	ENSAIOS ELÉTRICOS EM CHAVES SECCIONADORAS.....	61
4.3.5.1.	RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.....	61
4.3.5.2.	RESISTÊNCIA DE CONTATO.....	62
4.3.6.	OUTROS SERVIÇOS E ENSAIOS EM CHAVES SECCIONADORAS.....	62
4.3.7.	ENSAIOS ELÉTRICOS EM DISJUNTORES DE MÉDIA TENSÃO.....	63
4.3.7.1.	RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO.....	63
4.3.7.2.	RESISTÊNCIA DE CONTATO.....	63
4.3.8.	OUTROS SERVIÇOS EM DISJUNTORES DE MÉDIA TENSÃO.....	64
4.3.9.	ENSAIOS E SERVIÇOS EM PARA-RAIOS.....	64
4.3.10.	ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO EM TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.....	65
4.3.11.	ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO EM CABOS DE MÉDIA TENSÃO.....	66
4.3.12.	ANÁLISE DE ENERGIA ELÉTRICA.....	66
4.3.13.	ENSAIO DE RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO.....	66
5.	ESTUDO DE CASO.....	69
5.1.	DIRETRIZES DE SEGURANÇA.....	69
5.1.1.	EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO COM ISOLAÇÃO ELÉTRICA.....	69
5.1.2.	MANOBRA DE DESLIGAMENTO PROGRAMADO.....	70
5.1.3.	MANOBRA DE RELIGAMENTO.....	71
5.1.4.	DEFINIÇÃO DA ÁREA DE RISCO.....	72
5.1.5.	ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCO.....	74
5.2.	EQUIPAMENTOS PRESENTES NA SUBESTAÇÃO.....	74
5.3.	ENSAIOS E PROCEDIMENTOS APLICÁVEIS AOS EQUIPAMENTOS.....	75
5.3.1.	TRANSFORMADORES E CUBÍCULOS DE TRANSFORMAÇÃO.....	75
5.3.2.	RELÉ.....	76
5.3.3.	CHAVES SECCIONADORAS.....	76
5.3.4.	DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO.....	77
5.3.5.	PARA-RAIOS.....	77
5.3.6.	TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS.....	78
5.3.7.	CABOS DE MÉDIA TENSÃO.....	78
5.4.	MANUTENÇÕES PERIÓDICAS.....	79
5.4.1.	MANUTENÇÃO SEMANAL.....	79
5.4.2.	MANUTENÇÃO MENSAL.....	80
5.4.3.	MANUTENÇÃO SEMESTRAL.....	80
5.4.4.	MANUTENÇÃO ANUAL.....	81
5.5.	CRONOGRAMA DE MANUTENÇÃO.....	84
5.6.	AVALIAÇÃO DO RELATÓRIO DE ANÁLISE DE ENERGIA	

	ELÉTRICA.....	84
6.	CONCLUSÕES.....	86
	BIBLIOGRAFIA.....	87
	ANEXO A.....	89
	ANEXO B.....	98

1. INTRODUÇÃO

1.1. Introdução

Apenas no ano de 2017, de acordo com dados do anuário estatístico de energia elétrica, da Empresa de Pesquisa Energética, órgão do ministério de minas e energias responsável pela elaboração de estudos destinados a subsidiar o planejamento do setor elétrico, o número de consumidores de energia elétrica no país aumentou em 2,3% em relação a 2016, um acréscimo de aproximadamente 1 milhão e 800 mil consumidores no país inteiro, destes aproximadamente 100 mil são unidades comerciais, que necessitam de manutenção e, muitas vezes, dispõem de subestação própria. (EPE, 2017)

Esta tendência de crescimento do setor energético mostra que há afinco na formação de profissionais capacitados para atender todas as áreas em crescente demanda por conta da ampliação de infraestrutura. Dentre estas áreas há inúmeros exemplos, desde profissionais que trabalhem no planejamento de expansão da matriz energética, na implementação de usinas de geração, sejam estas centralizadas ou distribuídas, elaboração e implementação de projetos de instalações elétricas dos mais variados tipos e, claramente, na manutenção de toda essa estrutura.

1.2. Objetivo

Concomitantemente ao aumento de edifícios de cunho comercial, tendem a aumentar também as fiscalizações e as obrigações técnicas dos mesmos, portanto é necessária uma mão de obra especializada em elaborar planos de manutenção, relatórios e laudos técnicos descrevendo o estado atual das edificações, sugerindo melhorias nos parâmetros do prédio com base em medições e visitas técnicas, fornecendo consultoria a equipes de manutenção e obras para otimizar processos, dentre outras funções.

É pensando nesta necessidade de mão-de-obra que a prerrogativa deste trabalho floresce, visto que as cadeiras disponibilizadas na grade do curso, apesar de embasarem de maneira mais que satisfatória o conteúdo de instalações elétricas

prediais, não possui disciplina referente a estes planos de manutenção de equipamentos, elaboração de laudos e conhecimentos específicos necessários para este tipo de consultoria. Este trabalho se propõe, portanto, a elaborar um plano e cronograma de manutenção para a subestação abrigada da Nova Sede Hapvida.

1.3. Estrutura do trabalho

Este trabalho é dividido em seis capítulos, estruturados da seguinte maneira:

Os capítulos 2 e 3 provém uma breve introdução à manutenção e a subestações de energia elétrica, em especial de classe de tensão 15 kV, respectivamente.

O capítulo 4 lista e explica diversos procedimentos de manutenção que podem ser realizados em subestações de energia elétrica e seus equipamentos, desde verificações de infraestrutura predial das instalações até procedimentos passo-a-passo de ensaios de comissionamento que procuram diagnosticar o estado de operação de equipamentos da subestação.

No capítulo 5 são discutidos procedimentos de segurança e selecionados os ensaios, dentre os expostos no capítulo 4, necessários no plano de manutenção da SE Hapvida Nova Sede, além de ser elaborado cronograma e realizada breve avaliação de um ensaio de análise de energia elétrica realizado na subestação. São também descritos os procedimentos de desligamento e religamento da subestação.

Por fim, no capítulo 6 são tecidos comentários a respeito das conclusões tiradas no decorrer da elaboração deste trabalho.

2. Introdução aos tipos de manutenção

2.1. Conceito de manutenção

À medida que o valor agregado a equipamentos e edificações começou a crescer na história da humanidade, cresceu com ele também a necessidade desses itens de passarem por algum tipo de manutenção periódica, de forma a evitar que estes apresentassem avarias, cessassem seu funcionamento, ou mesmo estender sua vida útil substancialmente, por conta do valor exorbitante de custos de inatividade ou subatividade dos equipamentos(Herbert Viana, 2002).

Nos dias atuais, todos os equipamentos de valor econômico significativo devem passar por algum tipo de manutenção, de forma que o gestor deste processo deve sempre visar garantir a maior confiabilidade possível de um equipamento, a um custo razoável e de maneira que impossibilite sua utilização o mínimo de tempo possível.

2.2. Tipos de manutenção

Há, fundamentalmente, quatro tipos de manutenção (Herbert Viana, 2002), entretanto apenas três destes são comumente utilizados e aceitos por empresas e mantenedoras. Estes são a manutenção preventiva, a preditiva e a corretiva, que têm distintos objetivos, mas concatenam-se numa meta comum, a de garantir o funcionamento regular do sistema, equipamento ou edificação nas quais são implementadas.

2.2.1. Manutenção Preventiva

O primeiro tipo de manutenção, a Preventiva, é regularmente confundida com a manutenção Preditiva, visto que ambas visam realizar atos de menor esforço no presente, em busca de mitigar quaisquer danos substanciais no futuro. A preventiva, entretanto, aplica procedimentos de complexidade menor aos da corretiva correlacionada, que previnem o equipamento em questão de apresentar algum tipo

de defeito, graças ao procedimento aplicado, provendo maior “tranquilidade operacional” ao equipamento em questão (Herbert Viana, 2002).

A realização das rotinas de manutenção preventivas necessita de um prévio conhecimento a respeito do alvo da manutenção. Este pode ser adquirido de um manual, fornecido pelo fabricante, que contenha rotinas de manutenção periódicas a serem realizadas em certas *milestones* dos parâmetros do equipamento ou em períodos de tempo pré-definidos. Outra maneira de se adquirir conhecimento de manutenção de um determinado equipamento é a coleta de dados de manutenções prévias. Esta “educação continuada” permite que o processo de implementação das rotinas de manutenção preventiva torne-se cada vez menos improvisado e, conseqüentemente, mais confiável e eficiente.

Um exemplo de manutenção preventiva é a troca de óleo do motor de um carro de passeio, procedimento realizado periodicamente, visando a mitigação de problemas por conta de óleo contaminado ou com as características físico-químicas comprometidas.

2.2.2. Manutenção Preditiva

O segundo tipo de manutenção, a Preditiva, tem seu foco em levantamento de dados, em geral por meio de ensaios ou estudos estatísticos, que serão analisados por um profissional habilitado, de forma a prever determinados problemas que aquele equipamento possa desenvolver, e quando estes serão desenvolvidos. O objetivo maior desta previsão é antecipar falhas graves sem a necessidade de desmontagem do equipamento para verificação, bem como prever a utilização de uma determinada peça ou componente do equipamento até o fim de sua vida útil (Herbert Viana, 2002).

Um exemplo de manutenção preditiva é a análise físico-química do óleo isolante de um transformador de potência, que é feita periodicamente para, em caso de detecção de um nível de contaminação maior que um certo parâmetro, seja trocado ou tratado todo o óleo do transformador. Um procedimento deste tipo é inviável em um veículo de passeio, pois o custo da análise equipara-se ao custo da troca de óleo.

2.2.3. Manutenção Autônoma

A TPM (*Total Productive Maintenance*), ou Manutenção Autônoma, é uma técnica de origem japonesa, em que o usuário de um determinado sistema ou máquina é responsável pelas rotinas de manutenção mais simples a ela atreladas (Herbert Viana, 2002). No tocante às atividades realizadas sem operador propriamente dito, pode-se aplicar a filosofia de manutenção produtiva total utilizando o conceito de que devem ser delegadas funções menos complexas, que não exijam treinamentos extensos ou específicos para sua realização, a colaboradores capacitados em áreas diversas, buscando tornar o sistema o mais produtivo possível.

2.2.4. Manutenção Corretiva

A manutenção corretiva, que faz parte do grupo de manutenções não-planejadas, tem como função reparar um problema ou defeito que a máquina ou equipamento tenha apresentado, em momento de pane, de forma a retornar a máquina ao seu pleno funcionamento (Herbert Viana, 2002). No momento da manutenção corretiva, é comum a realização de uma manutenção de ocasião, que consiste na aplicação de quaisquer rotinas de manutenção preventiva e preditiva que possam ser aplicadas, de forma a aproveitar melhor a parada da máquina.

2.2.5. Terotecnologia

Terotecnologia é uma série de conceitos introduzidos na década de 70, que é uma técnica de manutenção a ser aplicada na fabricação de equipamentos, máquinas ou edificações, onde um especialista em manutenção participa da concepção do projeto, de forma a facilitar o trabalho do futuro mantenedor, desenvolvendo equipamentos com ciclos de vida cada vez menos dispendiosos, afirmando uma tendência na filosofia de manutenção, que opta pelo uso crescente de manutenção preventiva e preditiva, em detrimento de manutenções corretivas

não planejadas.

2.3. Plano de Manutenção

Utilizando, então, de ferramentas como planilhas de acompanhamento, manuais fornecidos por fabricantes de equipamentos, softwares de gestão e formas de manutenção disponíveis, o engenheiro de manutenção deve elaborar um plano de manutenção, que é o conjunto de informações necessárias para a orientação perfeita da atividade de manutenção preventiva (Herbert Viana, 2002), definindo, portanto, para um determinado sistema ou equipamento, quais rotinas devem ser empregadas, como estas serão realizadas, qual a periodicidade dessas rotinas, quais os profissionais necessários para por em prática o procedimento em questão e quanto tempo o equipamento permanecerá inoperante para que seja realizada a rotina de manutenção.

Neste trabalho, é apresentada a elaboração de um planejamento anual de manutenção de uma subestação abrigada, abaixadora de energia elétrica, de 13,8kV para 380V, localizada em um edifício comercial no centro da cidade de Fortaleza, as rotinas referentes ao transformador de energia elétrica serão priorizadas, uma vez que este é o equipamento mais caro da subestação, e a seguir será feita uma breve introdução ao assunto de transformadores de energia elétrica e de subestações abrigadas.

3. Introdução a subestações

Subestações de energia elétrica estão presentes em praticamente todas as edificações voltadas para os processos industriais, bem como grandes prédios comerciais. Tendo como principal objetivo alterar o nível de tensão da linha energizada, as subestações agregam também a si funções de proteção e seletividade, medição de grandezas e manobra de carga.

Pode-se citar diversos tipos de subestação diferentes, de acordo com sua função e propósito, como subestações elevadoras, que podem ser empregadas após a geração ou antes de grandes linhas, buscando a diminuição de perdas elétricas e subestações abaixadoras, utilizadas em linhas de transmissão mais curtas e na distribuição de energia a consumidores finais.

Além disso, podem também ser divididas de acordo com sua alocação física, podendo ser ao tempo, onde a subestação encontra-se exposta a intempéries, com ou sem proteção de cabines metálicas, ao tempo aérea, no caso de subestações de distribuição alocadas no topo de postes, semi-abrigadas, onde os transformadores podem ser instalados em postes, sob galpão e abrigadas, onde os equipamentos estão instalados no interior de edificações, sendo protegidos por alvenaria.

Em se tratando de manutenção de subestações abrigadas, há alguns equipamentos existentes nas instalações que merecem certa atenção, seja por seu preço elevado, grande importância ou susceptibilidade a falhas. Alguns destes equipamentos estão listados a seguir.

3.1. Transformadores

3.1.1. Transformador de Potência

O Transformador, coração pulsante da subestação de energia elétrica, é um equipamento que tem como função alterar níveis de tensão, seja os elevando (transformador elevador, utilizado nas subestações elevadoras após a geração de energia, por exemplo) ou os rebaixando (transformador rebaixador, utilizado em subestações de distribuição de energia, por exemplo). Sendo o transformador o

elemento mais caro da subestação de energia elétrica, bem como o executor da principal função de uma subestação de um prédio comercial, este deve ser o maior foco do planejamento de manutenção.

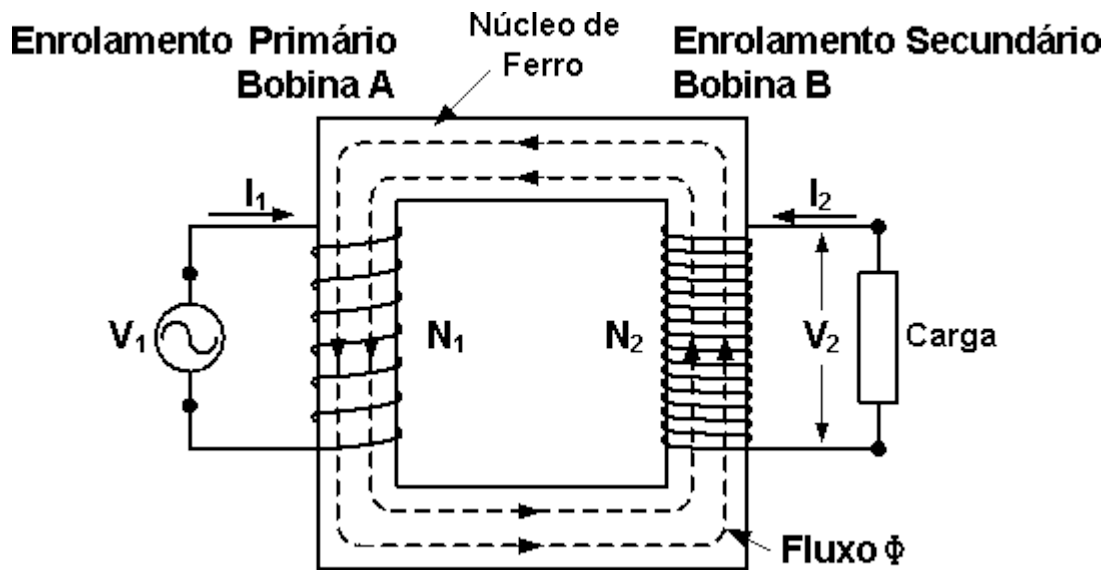
Figura 1, Transformador de 500 kVA.



Fonte: <https://img.olx.com.br/images/14/140810093437956.jpg>

Na figura 2, uma representação gráfica do funcionamento de um transformador de energia elétrica, é possível observar o núcleo ferromagnético do transformador, bem como seus enrolamentos primário e secundários, nomeados de Bobinas A e B, respectivamente. Estando a bobina A ligada a uma fonte de Tensão V_1 , gerando uma corrente I_1 , e a Bobina B ligada a uma carga, é possível escrever as seguintes relações:

Figura 2, Funcionamento de um Transformador.



Fonte: http://macao.communications.museumimagesexhibits2_4_2_4_por.png

A corrente alternada I_1 dará condições ao surgimento do fluxo magnético ϕ , também alternado. Este fluxo permanecerá, em sua maioria, confinado no núcleo ferromagnético, que é o caminho de menor relutância à passagem do mesmo, e originará, por sua vez, as forças eletromotrizes E_1 e E_2 , proporcionais ao número de espiras de cada enrolamento, no primário e secundário, respectivamente. Desta forma:

$$N = \frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2} \quad (1)$$

Onde N é a relação de transformação, ou relação de espiras.

Considerando, então, que $E_1 = V_1$ e $E_2 = V_2$, é possível aferir que:

$$V_1 = N * V_2 \quad (2)$$

O transformador, entretanto, depende de outros acessórios e partes físicas para cumprir sua função, visto que para que o fluxo gerado possa induzir força eletromotriz de maneira eficiente no enrolamento secundário, garantindo a relação de transformação, é necessário um ambiente com temperatura controlada e eletricamente isolado do exterior.

Desta forma, pode-se dizer que o transformador de potência é dividido em parte ativa, onde é feito o “processamento” de energia elétrica, os acessórios, a isolação e o resfriamento. Em se tratando de transformadores a óleo, pode-se adicionar os sistemas de preservação de líquido isolante.

O grupo de acessórios de um transformador de potência é composto de diversos equipamentos, dentre eles, podemos citar as buchas, que são responsáveis pela interligação entre os enrolamentos e o sistema elétrico onde o transformador está instalado, bem como pela isolação elétrica deste ponto de conexão e o comutador, comumente chamado de TAP, que comuta a interligação dos enrolamentos em diversos pontos, de forma variar a relação de transformação do equipamento, para garantir que este se adeque a condições da rede elétrica no local de instalação da subestação.

Os equipamentos de monitoramento de grandezas dos transformadores, como relés de temperatura, nível de óleo ou válvula de alívio de pressão, intimamente ligados ao sistema de proteção intrínseco ao transformador, também são imprescindíveis partes constituintes do grupo acessórios de um transformador.

O sistema de isolação de um transformador pode ser composto de diversos tipos de materiais. Transformadores a óleo geralmente utilizam como sistema de isolação o próprio óleo isolante, usualmente de origem mineral, de base parafínica ou naftênica, mas também existente em origem vegetal, que se mostra uma alternativa mais sustentável aos óleos isolantes minerais, e camadas de papel. Já nos transformadores à seco, a isolação se dá pelo ar presente na distância entre os pontos energizados do transformador.

Já o sistema de refrigeração dos transformadores pode ser realizado de maneira natural, quando não há realização de forças externas para que haja a troca de calor entre o fluido ou material refrigerante, ou de maneira forçada, quando há a realização de algum tipo de trabalho mecânico, como uma bomba de óleo ou ventiladores, para submeter o material refrigerante ao contato com os radiadores. Há, ainda, alguns materiais disponíveis para realizar a refrigeração de transformadores, como óleos isolantes de diferentes tipos, gases como nitrogênio, ou mesmo água. É ainda importante ressaltar que, caso o transformador a seco possua invólucro protetor, e este invólucro possua sistema de resfriamento próprio, é possível que o mesmo transformador opere com mais de um sistema de

resfriamento, que atuam em conjunto para o melhor resultado possível na diminuição da temperatura nos enrolamentos.

3.1.2. Transformador de Corrente

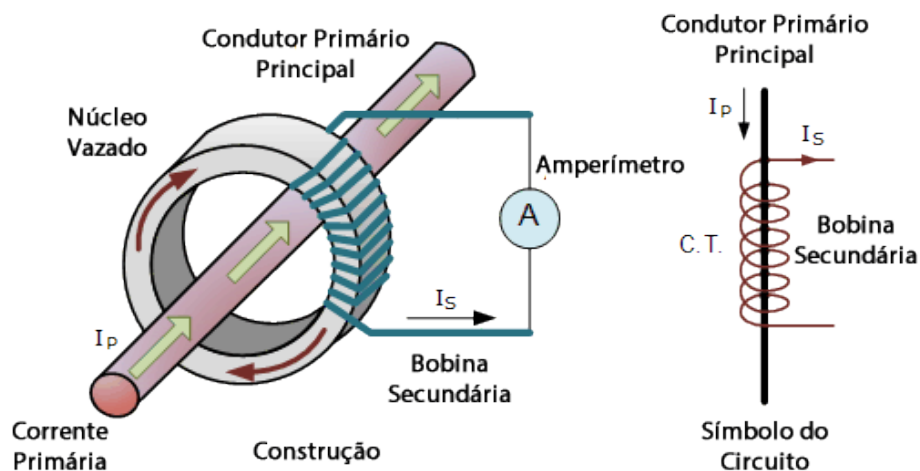
Figura 3: Transformador de Corrente Balteau KFI-12 moldado em epóxi.



Fonte: <http://www.balteau.com.br/balteau/pb/produtos/kfi-12/>.

Transformadores de corrente são equipamentos utilizados para reduzir o nível de corrente do sistema elétrico a patamares que possam ser medidos por equipamentos eletrônicos, como relés.

Figura 4, Funcionamento de um Transformador de Corrente.



Fonte: https://static3.rongbaycdn.com//zoom,70/950_700/rb_up_new/2018/02/28/1659363/201802130136_cau_tao_bien_dong_ct_dong_la.png.

Como pode ser observado na figura 4, a corrente elétrica que passa pelo condutor do sistema elétrico onde se acopla o TC induz uma corrente elétrica no toróide enrolado ao núcleo ferromagnético. Este toróide constitui, então, o secundário do transformador, onde se encontra o nível de corrente esperado, especificado pelo fabricante do equipamento. No Brasil, utiliza-se normalmente TCs com corrente máxima no secundário de 5A. A relação de transformação de corrente do TC é definida como:

$$RTC = \frac{I_p}{I_s} \quad (3)$$

É importante ressaltar que a RTC é diferente da Relação de Transformação do transformador de potência, visto que a primeira refere-se à corrente e a segunda à tensão.

3.1.3. Transformador de Potencial

Figura 5, Transformador de Potencial Balteau VFI-15 moldado em epóxi.



Fonte: <http://www.balteau.com.br/balteau/pb/produtos/vfi-15/>.

Assim como os transformadores de corrente, os transformadores de potencial são equipamentos utilizados para reduzir o nível de tensão do sistema elétrico a valores que podem ser lidos mais facilmente por relés de proteção.

O funcionamento de um transformador de potencial, entretanto, é o mesmo de um transformador de potência. Usualmente utiliza-se o nível de tensão no secundário igual a 115V.

3.2. Relés

Os relés são equipamentos de proteção que atuam lendo valores medidos nos secundários de TCs e TPs e comparando estes a valores pré-definidos ou programados, de forma a atuar ou não, abrindo equipamentos de disjunção e interrompendo o fornecimento de energia elétrica à área protegida.

Figura 6, Relé Digital Sepam S40.



Fonte: https://http2.mlstatic.com/rele-sepam-s40-modulo-mes-114-D_NQ_NP_696140-MLB26276720567_112017-F.jpg

Os Relés de proteção digitais modernos podem exercer diversas funções ao mesmo tempo – estas funções são definidas e categorizadas pela Tabela ANSI – sendo estas programáveis por computador ou in loco, no painel dos equipamentos. No passado, entretanto, eram necessários diversos relés para realizar funções de proteção diferentes em uma mesma subestação, e estes apresentavam

funcionamento eletromecânico, impossibilitando ajustes finos e aumentando custos e esforços de manutenção.

3.3. Equipamentos de Disjunção

Equipamentos de interrupção de passagem de corrente, ou disjunção, são de vital importância para subestações, sendo os principais executores dos sistemas de proteção. Disjuntores de Média tensão atuam em conjunto com Relés, de forma a realizar a interrupção do fornecimento de energia ao sinal de qualquer falha considerável em sua zona de proteção.

Figura 7, Disjuntor de Média Tensão Vmax.



Fonte: <https://images.nei.com.br/Asset/lx/disjuntor-de-media-tensao-vmax.jpg>

O comando do Relé é enviado ao disjuntor por meio de uma chave lógica denominada de Trip, que tem como função alimentar a bobina de abertura do disjuntor, que quando energizada comanda a mola do contato do disjuntor – anteriormente carregada – a descarregar, abrindo o contato elétrico.

Entretanto, além do Relé de média tensão, há outros equipamentos de seccionamento, acionados automática ou manualmente, amplamente utilizados, como a Chave Fusível, que teve sua utilização por parte do cliente recentemente abolida pela ENEL no Ceará, e a chave seccionadora, respectivamente.

4. Procedimentos de Manutenção e Comissionamento

Em se tratando de manutenção de subestações de energia elétrica voltadas à distribuição, em especial para subestações abrigadas de 13,8 kV para 380 V, deve-se atentar para uma série de aspectos de manutenção que vão além do âmbito elétrico da instalação. Dentre estes aspectos, é necessário que se volte a atenção para características prediais do local onde está localizada a subestação, equipamentos de proteção contra incêndios devem, também, ser checados.

Desta forma, este capítulo visa apresentar rotinas diversas de manutenção existentes para subestações abrigadas, com ênfase instalações elétricas das mesmas, englobando equipamentos, condutores e parâmetros, mas também atentando a estes aspectos secundários que, apesar de não estarem intimamente relacionados à transformação de energia em si, são fundamentais para o funcionamento seguro de uma subestação de energias elétrica.

4.1. Procedimentos de Caráter Predial

No tocante aos procedimentos aplicados na manutenção de subestações que tem caráter predial, apenas serão listados procedimentos de fácil execução, em sua maioria inspeções visuais a serem realizadas por funcionários sem treinamento específico. É importante ressaltar que esta é uma técnica de manutenção pregada pela Manutenção Autônoma, onde os colaboradores tratam de assuntos de menor complexidade, com um mínimo de instrução, de forma a detectar falhas em momentos mais precoces, evitando ao máximo o agravamento dos problemas.

- a- Inspeção Visual das paredes e do teto, buscando sinais de infiltrações, rachaduras, mofo ou quaisquer danos visíveis à pintura.

Periodicidade: Semanal

- b- Inspeção visual de grades de proteção de transformadores e cubículos de transformação em geral.

Periodicidade: Semanal

- c- Inspeção visual das portas das cabines de transformação. Quando os transformadores se encontrarem desligados, em manutenção, deve-se inspecionar as dobradiças e aplicar óleo lubrificante ou pó de grafite nestas, de forma a mantê-las em funcionamento normal.

Periodicidade: Mensal

- d- Inspeção visual da porta da subestação, aplicando óleo lubrificante ou pó de grafite nas dobradiças, quando necessário.

Periodicidade: Mensal

- e- Inspeção das trancas da porta da subestação e das cabines de transformação.

Periodicidade: Mensal

- f- Inspeção visual de janelas ou combogós, procurando por obstruções ou avarias.

Periodicidade: Mensal

- g- Inspeção visual e conferência de placas sinalizadoras de perigo em todas as portas e tampas de quadros e painéis energizados.

Periodicidade: Mensal

No caso de ser encontrada alguma inconformidade em um dos itens acima, deve ser feita inspeção minuciosa com uma equipe voltada para a resolução de serviços civis, visando sempre manter o ambiente da subestação com fácil acesso – quando aberto –, sem portas emperradas ou problemas em trancas, contando sempre com uma fonte minimamente satisfatória de luz natural, livre de umidade proveniente da edificação e pontos de ferrugem nas ferragens expostas, como grades, tampas de canaletas no piso, tampas de quadros ou caixas de inspeção. Além destes aspectos, deve-se também atentar à sinalização de alerta e perigo de morte, que deve estar sempre legível e em posição que permita sua fácil visualização.

4.2. Procedimentos de Proteção Contra Incêndios

Assim como os procedimentos relacionados à parte civil, os tocantes à proteção contra incêndios aqui listados têm fácil execução, sem a necessidade de treinamentos específicos.

- a- Inspeção visual de extintores de incêndio, procurando por deformações no cilindro, violação no lacre ou vazamento de agente extintor.

Periodicidade: Mensal

- b- Anotação, no relatório de manutenção, do tipo, tamanho e data de validade de todos os extintores existentes na subestação.

Periodicidade: Mensal

- c- Inspeção de luminárias de emergência da subestação, buscando por avarias visíveis ou marcas de fuligem. Caso estejam ligadas em tomadas, desliga-las para testar seu funcionamento.

Periodicidade: Mensal

- d- Inspeção visual e conferência de placas de saída de emergência acima da porta, pelo lado interno.

Periodicidade: Mensal

- e- Inspeção visual de sensores de incêndio no teto, buscando por avarias visíveis ou marcas de fuligem em suas carcaças.

Periodicidade: Mensal

Inconformidades aqui encontradas levam à substituição dos itens danificados (no caso de luminárias de emergência, placas e sensores de incêndio) ou fora do prazo de validade (para extintores).

4.3. Procedimentos de Âmbito Elétrico

Sendo este o foco do trabalho, serão aqui listados procedimentos mais complexos, especificando material, equipamentos, ferramentas e pessoal necessários para sua execução. Os procedimentos serão divididos por periodicidade, de maior frequência para menor.

4.3.1. Ensaio Termográfico

Apesar da utilização de técnicas termográficas apenas ter sido introduzida em meios civis de utilização a partir da década de 1950, e ter caído nas graças da manutenção preventiva de sistemas elétricos ainda mais recentemente, suas raízes de desenvolvimento são bem mais antigas.

A descoberta da radiação infravermelha data do ano de 1800, e foi feita pelo

astrônomo real do Rei Jorge III da Inglaterra, Sir William Herschel. Entretanto, foi apenas seu filho, Sir John Herschel, que, em 1840, foi capaz de reproduzir a primeira imagem térmica da história, resultado da evaporação diferencial de uma fina película de petróleo submetida a um padrão de aquecimento, tornando possível a visualização da variação de temperatura na lâmina de petróleo a olho nu. (Alberto Caramalho, 2018)

Atualmente, é feita a captação do espectro infravermelho de luz e, dessa forma, utilizando um software de correção de cor, é possível tornar as imagens compreensíveis utilizando escalas de cor. A NBR 15763 – Ensaio não destrutivo – Termografia – Critérios de inspeção de periodicidade de inspeção em sistemas elétricos de potência recomenda a execução de um ensaio de termografia nas seguintes ocasiões:

A – A cada alteração da sazonalidade ao aumento da demanda de operação

B – Antes das paradas programadas do circuito energizado quando das manutenções preventivas ou corretivas planejadas em cronograma e – quando corretivas – posteriormente à sua reinspeção para a avaliação e aferição do sucesso dessas intervenções, em até 48 horas da execução.

C – Após a instalação de novos componentes, circuitos ou cargas no sistema elétrico.

D – Após alterações de projeto ou melhoria na instalação.

E – Após a ocorrência de curto-circuitos ou sobrecargas em anomalias existentes sob monitoramento.

F – Após a primeira energização com carga da instalação.

G – Quando da energização inicial de motores e quadros elétricos novos.

O intervalo recomendado entre as inspeções termográficas é de seis meses para transformadores, painéis elétricos, motores, linhas de transmissão, banco de baterias, bancos de capacitores e equipamentos de manobra. O intervalo máximo permitido, entretanto, para estes sistemas, é de 18 meses.

A partir do proposto em norma, em se tratando de uma subestação, sugere-se sempre a adoção de uma periodicidade de seis meses, podendo esta ser reduzida em caso de histórico de registro de valores não conformes de temperatura,

reincidência frequente de falhas, transformadores operando em regime de sobrecarga ou componentes descolorados ou oxidados.

O ensaio de termografia deve ser executado por profissional capacitado e ciente das máximas temperaturas admitidas (MTAs) dos diversos equipamentos da subestação. Estas temperaturas são definidas nos manuais dos equipamentos como transformadores, relés, disjuntores de média tensão e chaves seccionadoras. Já as máximas temperaturas das instalações elétricas em si podem ser parametrizados pelas normas brasileiras. Nestes ensaios, tipicamente é escolhido o limite de temperatura geral de 70 graus celsius, tendo em mente a normatização pelos cabos com isolamento de PVC, definida pela NBR 5410.

4.3.1.1. Modelo Simplificado de Relatório de Termografia

A elaboração de um relatório de termografia de rápido entendimento por profissional qualificado, de forma a agilizar o processo de identificação in loco do problema no momento da solução. Será, portanto, proposto um modelo simplificado para a apresentação de “pontos fracos” e “pontos quentes”, onde serão definidos “pontos fracos” como os pontos que, apesar de não encontrarem-se em sua MTA, apresentam problemas visíveis no ensaio (a exemplo de desequilíbrios de corrente entre fases, visíveis a partir de certo grau pelo ensaio termográfico), e serão considerados como “pontos quentes” aqueles que já se encontram na MTA ou acima desta, necessitando intervenção imediata.

Para a elaboração deste modelo, será considerada uma escala de graus de intervenção, conforme sugerido por Alberto Caramalho, apresentada a seguir:

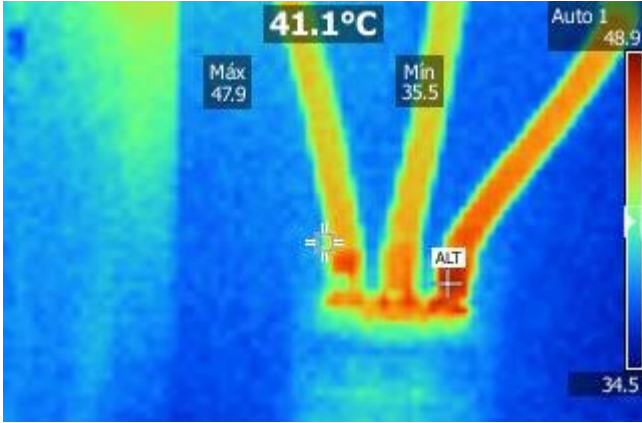
- (1) – Ligeiro Sobreaquecimento (entre 60 e 70% da MTA)
- (2) – Médio Sobreaquecimento (entre 70 e 80% da MTA)
- (3) – Alto Sobreaquecimento (entre 80 e 90% da MTA)
- (4) – Sobreaquecimento Crítico ($T \geq MTA$)

Desta forma, é definido que, de acordo com o nível de sobreaquecimento do ponto em questão, há um tempo de resposta diferente à problemática. Sendo estes:

- (1) – Acompanhamento do ponto na próxima preventiva e, se persistir o ligeiro aquecimento, corrigir o problema.
- (2) – Correção do problema na manutenção preventiva posterior.
- (3) – Manutenção corretiva deve ser realizada o quanto antes.
- (4) – O funcionamento do equipamento encontra-se em risco, bem como toda a instalação. Manutenção corretiva deve ser realizada imediatamente e, se possível, cessada a operação enquanto não for resolvido o problema.

Abaixo segue o relatório simplificado de termografia do CPG de uma subestação aérea de 300 kVA:

Tabela 1: Modelo de Relatório Simplificado de Termografia.

DISJUNTOR GERAL - CPG	
<p>Figura 8, Termografia CPG.</p>  <p>Fonte: O Autor.</p>	
Localização	Poste de Entrada de Energia - CPG
Temperaturas	Tmáx: 48,9°C. MTA: 90°C.
Problema/Causa	Ligeiro desbalanceamento entre fases.
Ação	Transferência de Carga da Fase T para as demais.
Carga	-
Grau de Intervenção	1 Tamb: 31°C

Fonte: O Autor.

Por fim, é interessante que seja definido um momento oportuno para a realização do ensaio termográfico, visto que este varia de acordo com a carga à qual

estão submetidos os equipamentos. De forma a relatar o momento de maior estresse do sistema, a definição do melhor horário para a realização deste ensaio na subestação será feita de acordo com o ensaio de análise de energia elétrica, que será discutido posteriormente neste trabalho.

4.3.2. Análise cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante.

O envelhecimento de equipamentos elétricos imersos em óleo pode, naturalmente, acarretar na formação de gases. Entretanto, alguns destes gases são gerados em maior quantidade (ou exclusivamente) na ocorrência de certas falhas. Dessa forma, é possível detectar e precisar tais falhas em estágios iniciais de desenvolvimento, a partir da composição e da rapidez com que estes gases são formados. (NBR 7070, 2006)

Óleos isolantes minerais são formados por combinações de diferentes moléculas de hidrocarbonetos, contendo moléculas CH_3 , CH_2 e CH ligadas entre si por ligações carbono-carbono. A cisão destas ligações C-H e C-H pode se dar por falhas elétricas e térmicas, gerando moléculas e íons instáveis, que tendem a rapidamente se recombinar em formas estáveis, como hidrogênio (H-H), metano ($\text{CH}_3\text{-H}$), etano ($\text{CH}_3\text{-CH}_3$), entre outros gases. Estes então dissolvem-se no óleo ou acumulam-se em forma gasosa, se gerados em grande quantidade. (IEC 60599, 2015)

4.3.2.1. Tipos de falhas em transformadores de potência

Dentre as falhas que podem ser detectadas pela inspeção cromatográfica de gases dissolvidos no óleo isolante de transformadores de potência, podem ser distinguidos os seguintes tipos de problemas, de acordo com a IEC 60599 (2015):

Descargas parciais (DP) de plasma frio ou do tipo faísca, que ocasionam danos leves e pequenas perfurações no isolante de papel.

Descargas de baixa energia (D1) no óleo e/ou papel, evidenciadas por avarias maiores e carbonização no papel isolante e partículas carbonizadas no óleo isolante.

Descargas de alta energia (D2) no óleo e/ou papel, evidenciadas por danos extensivos ao papel isolante, bem como sua carbonização, além de fusão do metal

nas extremidades da descarga, carbonização do óleo isolante e, em alguns casos, acionamento das proteções da instalação.

Falhas térmicas no óleo e/ou papel, abaixo de 300 °C (T1) se o papel teve sua cor alterada para tons marrons mais escuros , acima de 300 °C (T2) se este encontrar-se carbonizado e acima de 700 °C (T3) se encontradas fortes evidências de carbonização do óleo, mudanças na coloração do metal (>800 °C) ou fusão no metal (> 1000 °C).

4.3.2.2. Taxa de liberação natural de gases em transformadores de potência.

Sabendo, portanto, que quanto maior a energia liberada e temperatura alcançada durante a falha, maior será a taxa de cisão de ligações fortes, como ligações duplas e triplas entre átomos de carbono, formando, portanto, gases diferentes de acordo com a magnitude da falha. Entretanto, é importante levar em consideração a formação natural de gases no equipamento, calculada pela expressão a seguir:

$$taxa = \frac{(y_2 - y_1)m}{\rho(d_2 - d_1)} \text{ ml}, \quad (4)$$

Onde

y_1 é a análise de referência

y_2 é a última análise

m é a massa do óleo, em quilos

ρ é a densidade, em kg/m³

d_1 é a data de y_1

d_2 é a data de y_2

A tabela 2, disponível na norma *IEC 60599 (2015), Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*, apresenta dados que podem ser utilizados como referência na análise das taxas de liberação de gases em transformadores de potência.

Tabela 2: Valores de Referência para taxa de acréscimo de gases em um transformador de potência.

Gás	Valor em ml/dia
Hidrogênio	<5
Metano	<2
Etano	<2
Etileno	<2
Acetileno	<0,1
Monóxido de Carbono	<50
Dióxido de Carbono	<200

Fonte: IEC 60599 (2015)

Os gases que devem ser determinados por ensaio cromatográfico no Brasil normativamente – em acordo com a norma NBR 7070/2006 – estão dispostos a seguir:

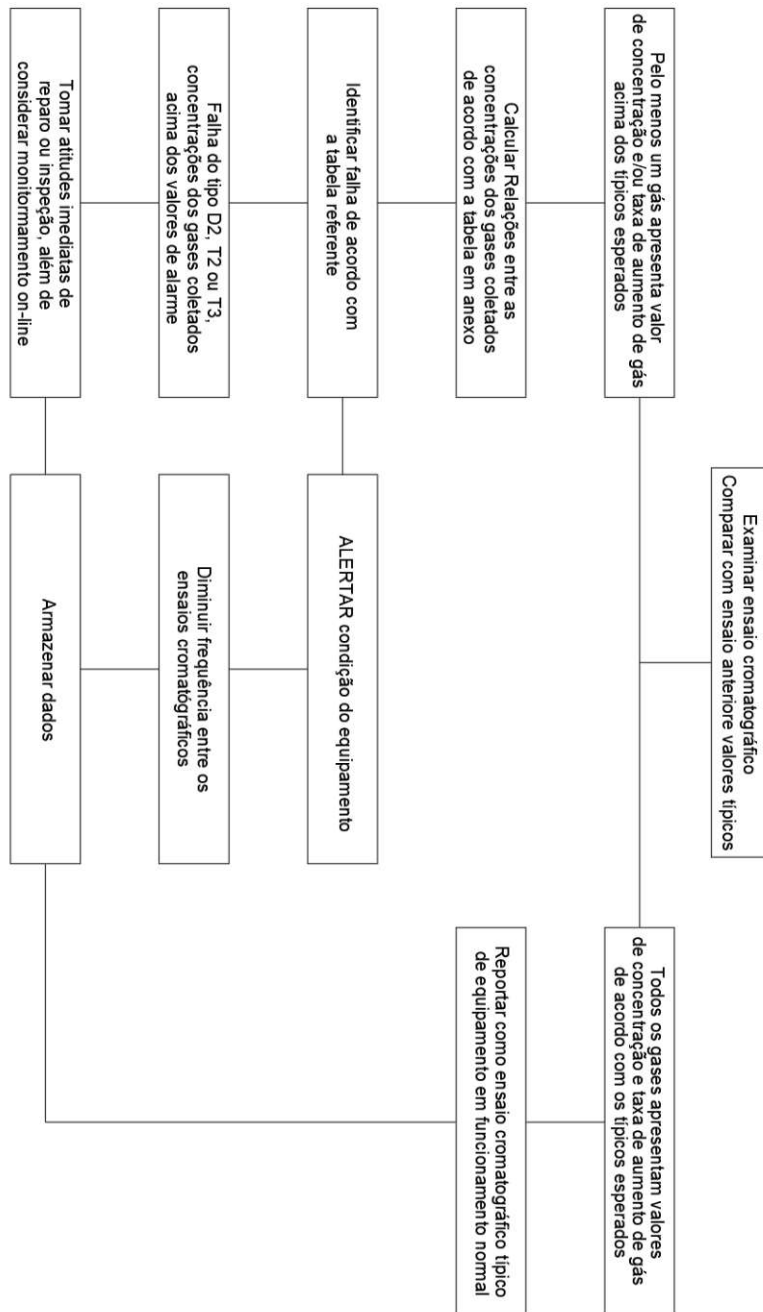
Hidrogênio – H₂;
 Oxigênio – O₂;
 Nitrogênio – N₂;
 Metano – CH₄;
 Etano – C₂H₆;
 Etileno – C₂H₄;
 Acetileno – C₂H₂;
 Monóxido de Carbono – CO;
 Dióxido de Carbono – CO₂;

De posse dos valores obtidos no ensaio cromatográfico, deve-se observar se a taxa de aumento da concentração de algum dos gases se apresenta mais de 10% maior que a taxa típica do transformador – definida pelo fabricante e pelo usuário, à medida que o equipamento passa por falhas e tem suas taxas alteradas –, pré-requisito da detecção da existência de alguma falha. Aumentos superiores a 50%, e/ou envolvendo falhas de maior energia (D2 ou T3) são considerados críticos.

4.3.2.3. Fluxograma de ação

O fluxograma a seguir representa graficamente as ações a serem tomadas após o recebimento de um ensaio cromatográfico – caso este não acompanhe laudo – de modo a localizar e agir de acordo com as possíveis falhas encontradas:

Figura 9, Fluxograma de ação após recebimento de ensaio cromatográfico de gases dissolvidos no óleo de transformadores.



Fonte: IEEC 60599 – 2015.

4.3.3. Ensaio Físico-químico de Óleo isolante

A utilização de óleo isolante de origem mineral na refrigeração e isolamento em equipamentos elétricos é uma prática comum a mais de 100 anos no setor elétrico mundial. Para a sua utilização, este óleo é refinado a fim de atingir as características exigidas pela Agência Nacional do Petróleo (ANP), agência reguladora do setor no Brasil. Os dois parâmetros vitais para este óleo são as seguintes: Alta rigidez dielétrica, de forma a resistir a oscilações elétricas e atender aos critérios de extinção de arcos, viscosidade e ponto de fluidez suficientemente baixos, de forma a garantir boa circulação e troca de calor mesmo em baixas temperaturas (Cigré Brasil, 2013).

Além dessas propriedades vitais, é necessário que o óleo tenha boa resistência à oxidação, visto que mesmo em operação normal este se deteriora. A outra principal causa de comprometimento do óleo é a contaminação, à qual este está sujeito por estar sempre em contato com outros materiais dentro do transformador, bem como à possibilidade de não haver selagem adequada do compartimento de óleo do Trafo (Cigré Brasil, 2013). É importante lembrar que a operação confiável do equipamento depende da manutenção das características do óleo. De forma a manter estes parâmetros sempre em níveis aceitáveis, deve-se realizar ensaios periodicamente e tomar as providências necessárias em caso de desacordo com a norma.

O ensaio físico-químico do óleo isolante, regido no Brasil pela NBR 10576 – 2017 Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção, tem como objetivo, de acordo com a própria norma regulamentadora já citada, assegurar a operação confiável dos equipamentos elétricos preenchidos por este tipo de óleo, por meio da detecção do nível de deterioramento do óleo isolante, de modo a antever quaisquer falhas, mesmo que prematuras, que possam ocorrer no equipamento.

Para tanto, a norma indica os ensaios necessários para que seja feito diagnóstico suficiente à determinação das condições do óleo.

Propriedade	Grupo ^a	Subseção	Norma
Cor e aparência	1	5.2	ABNT NBR 14483
Densidade ^b	1	5.3	ABNT NBR 7148
Fator de perdas dielétricas	1	5.4	ABNT NBR 12133
Índice de neutralização (acidez)	1	5.5	ABNT NBR 14248 ABNT NBR 14448
Rigidez dielétrica	1	5.6	ABNT NBR IEC 60156
Tensão interfacial	1	5.7	ABNT NBR 6234
Teor de água	1	5.8	ABNT NBR 10710
Sedimento e borra	2	5.9	ANEXO A
Teor de inibidor ^c	2	5.10	ABNT NBR 12134
Bifenilas policloradas (PCB)	3	5.11	ABNT NBR 13882
Compatibilidade	3	5.12	ABNT NBR 14274
Enxofre corrosivo ^d	3	5.13	ABNT NBR 10505
Estabilidade à oxidação ^d	3	5.10	ABNT NBR 10504 ABNT NBR 15362
Partículas (contagem de partículas)	3	5.14	ISO 4407 ABNT NBR 14275
Ponto de fluidez ^b	3	5.15	ABNT NBR 11349
Ponto de fulgor e combustão ^b	3	5.16	ABNT NBR 11341
Resistividade	3	5.4	ASTM D 1169
Teor de DBDS	3	5.17	ABNT NBR 16412
Teor de passivador ^c	3	5.18	ABNT NBR 16270
Viscosidade cinemática ^b	3	5.19	ABNT NBR 10441
Análise de gases dissolvidos (AGD)	1	5.20	ABNT NBR 7070 ABNT NBR 7274
Metais	2	5.21	ASTM D 7151
Ferrografia analítica e quantitativa	2	5.22	

^a O Grupo 1 possui ensaios de rotina, o Grupo 2 possui ensaios complementares e o Grupo 3 possui ensaios investigativos.

^b Não essencial, mas pode ser utilizado para estabelecer identificação do tipo de óleo.

^c Restrito a óleos inibidos ou passivados.

^d Exigido apenas em circunstâncias especiais (ver a subseção aplicável).

Fonte: NBR 10576-2017

Neste trabalho, serão tomados como foco os ensaios de rotina, presentes no grupo 1 da tabela 3, tendo em mente que estes são os ensaios necessários em um plano de manutenção preventiva e preditiva anual de uma subestação.

4.3.3.1. Cor e Aparência

A coloração do óleo isolante é expressa por um valor numérico de 0,5 a 8,0, baseado em comparação com uma série de padrões de cores. Para que se chegue a este valor, é necessária a utilização de um colorímetro, equipamento consistente de uma fonte de luz, padrões de vidros coloridos, local para recipiente de amostra com cobertura e lente de observação, conforme especificados na NBR 14483 Produtos de petróleo – Determinação da cor – Método do colorímetro ASTM.

Deve-se entender que, apesar de não se tratar de uma propriedade crítica, a análise da cor e aparência do óleo em um intervalo de tempo prolongados podem, comparativamente, indicar deterioração ou contaminação neste óleo isolante (NBR 10576, 2017).

4.3.3.2. Densidade

No escopo da análise físico-química do óleo isolante de transformadores, o ensaio de densidade tem como principal objetivo a identificação do tipo de óleo utilizado no equipamento em estudo, não sendo, portanto, essencial em transformadores em que se preste manutenção rotineiramente. Deve-se frisar que não há evidência de que a densidade seja afetada pela deterioração normal do óleo (NBR 10576, 2017).

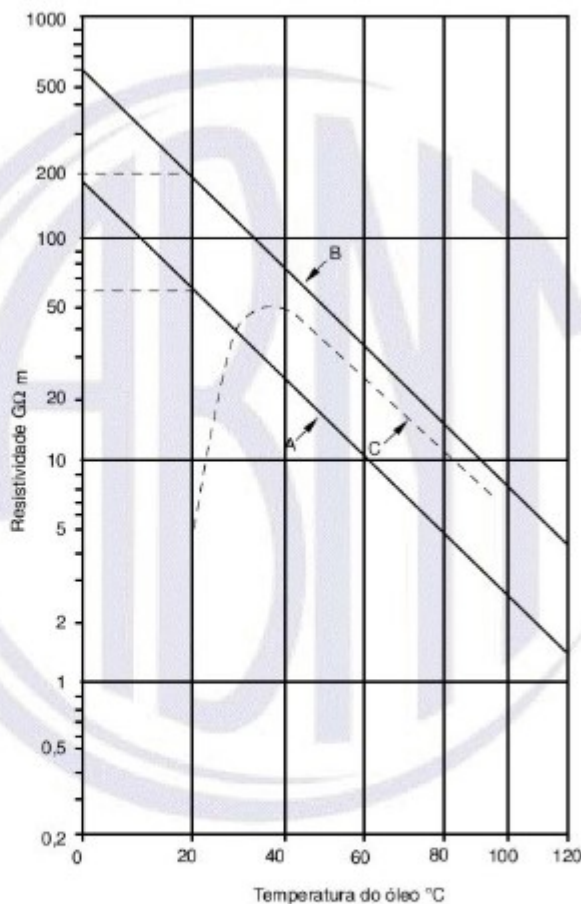
4.3.3.3. Fator de Perdas Dielétricas e Permissividade Relativa

Por conta da grande sensibilidade destes parâmetros à presença de contaminantes polares solúveis, é possível monitorar a alteração nos níveis destes utilizando um dos ensaios – de permissividade ou de perdas dielétricas – mesmo quando os níveis de contaminação estejam tão baixos que se aproximem do limite de detecção química.

Apesar dos valores aceitáveis dos parâmetros em questão serem bastante variáveis de acordo com o equipamento, há o consenso geral de que baixos valores de resistividade e altos valores do fator de dissipação dielétrica são prejudiciais ao equipamento, comprometendo seu isolamento e seu fator de potência (NBR 10576, 2017).

A figura 10 apresenta curvas características de ensaio de resistividade com temperatura variável.

Figura 10, Curvas de Resistividade x Temperatura do óleo típicas.



Legenda

- A óleo seco com resistividade de 60 GΩ·m a 20 °C
- B óleo seco com resistividade de 200 GΩ·m a 20 °C
- C óleo úmido, com 100 % de saturação à temperatura de 35 °C

Fonte: NBR 10576, 2017.

Os óleos que apresentam curvas similares às A e B apresentam resultados satisfatórios em altas e baixas temperaturas, indicando que o óleo provavelmente atende a todos os valores-limite de contaminantes polares. Já a curva C apresenta resultados insatisfatórios em baixa temperatura, apesar de apresentar comportamento muito similar às curvas A e B em ensaios sob temperaturas elevadas. Este comportamento indica presença de água ou outros produtos precipitáveis a frio em quantidades insuficientes para ocorrer a degradação química do óleo. Já resultados insatisfatórios em ambas as faixas de temperatura indicam

contaminação extensa ou degradação química do óleo em análise, por vezes impossibilitando o recondicionamento do óleo (NBR 10576, 2017).

4.3.3.4. Índice de Neutralização

A oxidação do óleo mineral gera produtos ácidos que, em conjunto com os outros subprodutos da oxidação e da água, comprometem a característica dielétrica do óleo, propiciam a formação de borra, contribuem na degradação de materiais celulósicos e podem acarretar na corrosão de peças de metal. Desse modo, o índice de neutralização, utilizado para medir os componentes ácidos presentes no óleo, é um indicador da taxa de envelhecimento deste, indicando o momento de substituição ou regeneração do óleo, sendo o valor de referência para óleo novo menor que 0,03 mg de KOH/g de óleo e, o ponto onde se iniciam os riscos de comprometimento na isolação do transformador sendo 0,1 mg de KOH/g de óleo (Cigré do Brasil, 2013).

4.3.3.5. Rigidez Dielétrica

O óleo mineral isolante, quando seco e limpo, apresenta uma rigidez dielétrica bastante alta, partículas sólidas e água livre, entretanto, tendem a migrar para regiões de alta sollicitação elétrica em momentos de descargas, reduzindo drasticamente o parâmetro. Não se pode, entretanto, assumir que um óleo que apresente alto índice de rigidez dielétrica presente, de fato, ausência desse tipo de contaminante, de modo que o ensaio, apesar de servir para garantir a operação correta da função isolante do óleo em momentos de pane, é incapaz de, sozinho, refletir de maneira completa o estado do óleo analisado.

4.3.3.6. Tensão interfacial

Sendo um bom indicativo de envelhecimento do óleo, a Tensão Interfacial (TIF) entre o óleo e a água permite que sejam detectados contaminantes e produtos polares solúveis provenientes da degradação do óleo, entretanto, esta medida de tensão tende a mudar rapidamente durante os estágios iniciais de envelhecimento, tendendo a estabilizar-se na fase moderada do envelhecimento.

Desta forma, é possível que se detecte tendência antecipada de envelhecimento, analisando o índice de oxidação, que compara a tensão interfacial, cujo comportamento foi previamente visto, ao índice de acidez, que tendem a mudar lentamente nos estágios iniciais de envelhecimento do óleo e a estabilizar no decorrer da vida útil.

Deve-se ainda levar em consideração que uma rápida queda na TIF pode indicar problemas de compatibilidade entre o óleo e alguns materiais do transformador, como vernizes e gaxetas, ou de contaminação acidental durante o enchimento do equipamento. De forma a validar esta consideração, sugere-se realizar testes de outros parâmetros do óleo, como rigidez dielétrica. A tensão interfacial, além disso, é uma ferramenta importante para detectar deterioração de materiais em transformadores em sobrecarga, visto que neste regime a deterioração é mais rápida. (NBR 10576, 2017)

4.3.3.7. Teor de Água

A água pode ser encontrada de duas principais maneiras no interior de equipamentos elétricos que utilizam óleo mineral, como transformadores de potência. Estas são no estado de água livre, que está essencialmente separada do óleo, emulsionada e possivelmente turva, podendo inclusive estar contida no papel ou isolamento celulósico, e a água dissolvida no óleo isolante. Deve-se perceber, entretanto, que a solubilidade da água no óleo é diretamente dependente da temperatura na qual a mistura se encontra, enquanto que a água contida no isolamento celulósico não sofre alterações significativas no mesmo leque de temperaturas. (Cigré do Brasil, 2013)

A degradação do isolamento celulósico é a principal fonte de aumento do teor de água em um sistema, desde que se garanta que não haverão vazamentos e não poderá entrar umidade proveniente da atmosfera no interior do compartimento de óleo. Desta forma, é possível estimar em que estado de umidade se encontra a isolação celulósica de um transformador utilizando-se dos valores de saturação relativa da água, que se obtém pela divisão do teor de água absoluto pela solubilidade da água no óleo, ambos em mg/kg, obtendo um valor em %. Este dado tem valor pois, em temperaturas elevadas, o equilíbrio termodinâmico entre a água

contida no isolamento celulósico e a água dissolvida no óleo promove a maior facilidade da difusão da água no óleo a partir do papel. (NBR 10576, 2017)

4.3.3.8. Avaliação do Óleo

A avaliação do óleo isolante segue valores limite definidos pela NBR 10576 – 2017 Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção, tanto para óleos novos quanto para óleos em uso, deste modo, a tabela para óleos novos está disponível no Anexo A deste trabalho, enquanto as tabelas para óleos em uso estão dispostas a seguir:

Tabela 4: Valores-limite para óleo em transformadores e reatores em uso.

Característica	Método de ensaio	≤ 36,2 kV	> 36,2 kV ≤ 72,5 kV	> 72,5 kV ≤ 145 kV	> 145 kV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão			
Rigidez dielétrica, kV eletrodo tipo calota, mín.	ABNT NBR IEC 60156	40		50	60
Teor de água, mg/kg, máx.	ABNT NBR 10710	40		30	20
Fator de perdas, %, máx. a 25 °C a 90 °C a 100 °C	ABNT NBR12133		0,5 15 20		– 12 15
Índice de neutralização mg KOH/g, máx.	ABNT NBR 14248	0,20		0,15	
Tensão interfacial, a 25 °C, mN/m, mín.	ABNT NBR 6234	20		22	25
Ponto de fulgor, °C, mín.	ABNT NBR 11341	130 °C			
Sedimentos	Ver Anexo A	Nenhum sedimento ou borra precipitável deve ser detectado. Resultados inferiores a 0,02 % em massa devem ser desprezados			
Inibidor (DBPC)	ABNT NBR 12134	Reinibir para 0,3 % quando forem atingidos valores menores que 0,1 %			

Fonte: NBR 10576-2017

Tabela 5: Valores-limite para óleo em transformadores de instrumentos em uso.

Característica	Método	≤ 145 kV	> 145 kV
Aparência	Visual	Claro, isento de materiais em suspensão	Claro, isento de materiais em suspensão
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo tipo calota, mín.	ABNT NBR IEC 60156	40	50
Fator de perdas dielétricas, % máx. a 25 °C a 90 °C a 100 °C	ABNT NBR 12133	0,5 15 20	– 12 15
Teor de água, mg/kg	ABNT NBR 10710	Ver NOTA	Ver NOTA
NOTA Para definição dos valores-limite de teor de água (mg/kg), recomenda-se consultar os fabricantes, como também a experiência de cada empresa.			

Fonte: NBR 10576-2017

Tabela 6: Valores-limite para óleo em disjuntores em uso.

Característica	Método	Todas as classes de tensão
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo calota, mín.	ABNT NBR IEC 60156	20

Fonte: NBR 10576-2017

Tabela 7: Valores-limite para óleo em comutadores em uso.

Característica	Método	Comutador de neutro ^a	Comutador de linha ^b
Rigidez dielétrica, kV Eletrodo de calota, mín.	ABNT NBR IEC 60156	30	40
Teor de água mg/kg, máx.	ABNT NBR 10710	40	30
^a Para uso no neutro dos enrolamentos.			
^b Para uso em qualquer posição que não seja o neutro dos enrolamentos.			

Fonte: NBR 10576-2017

As tabelas 4, 5, 6 e 7 acima contém os valores-limite para ação corretiva de transformadores de potência e reatores, transformadores de instrumentos, disjuntores a óleo e comutadores, respectivamente. Além disso, os equipamentos são classificados em quatro níveis distintos de tensão.

A tabela 8 faz um resumo de problemas de causas físicas e químicas e suas respectivas ações corretivas.

O acondicionamento, processo que reduz ou elimina a contaminação física do óleo por meio de processos físicos, sendo capaz de reduzir o teor de água,

partículas, alguns gases dissolvidos no óleo, além de outros componentes. Após o acondicionamento do óleo, os valores-limite para a realização de ações corretivas mudam para aqueles da tabela 9.

A regeneração, por sua vez, é um processo que reduz ou elimina os contaminantes polares solúveis e insolúveis existentes no óleo, por meio de processamento químico e físico. Assim como acontece no acondicionamento, os valores-limite mudam para aqueles da tabela 10.

Tabela 8: Resumo de ações corretivas.

Causa principal	Sintomas	Ações corretivas
Física	Teor elevado de água Valor baixo de rigidez dielétrica Teor elevado de partículas Turbamento (não claro)	Recondicionamento (ver 11.1)
Química	Valor elevado de cor Baixa tensão interfacial Valor elevado de acidez Valor elevado do fator de perdas Presença de sedimentos e/ou borra Baixo teor de inibidor, para óleo inibido Baixo teor de passivador, para óleo passivado	Regeneração (ver 11.2) ou troca de óleo (ver 12) Restaurar a concentração original do aditivo de acordo com a Tabela 7
PCB	Contaminação detectável de PCB	Conforme a ABNT NBR 8371
Enxofre corrosivo	Óleo com característica corrosiva	Realizar avaliação de riscos e corrigir, se necessário: – Passivação (ver Seção 13); – Troca de óleo (ver Seção 12); – Regeneração (ver Seção 11.2)
<p>NOTA 1 Em alguns casos, se a contaminação química for extremamente elevada, pode ser mais econômica a substituição do óleo. Um ensaio de viabilidade de regeneração é recomendável.</p> <p>NOTA 2 Quanto mais envelhecido estiver o óleo no momento de passivação e mais severa as condições de operação do equipamento, maior é o risco de que passivação não seja uma solução suficiente a longo prazo. Um esquema detalhado para tratar de enxofre corrosivo e formação de sulfeto de cobre é proposto na Brochura CIGRÉ, nº 378 [7].</p>		

Fonte: NBR 10576-2017

Tabela 9: Valores-limite para óleo pós recondicionamento.

Características	Método de ensaio	Categoria de equipamento			
		≤ 36,2 kV	> 36,2 kV ≤ 72,5 kV	> 72,5 kV ≤ 145 kV	> 145 kV
Teor de água, mg/kg, máx.	ABNT NBR 10710	20	15	10	10
Rigidez dielétrica, kV, mín. Eletrodo tipo calota	ABNT NBR IEC 60156	55	60	70	80

Fonte: NBR 10576-2017

Tabela 10: Valores-limite para óleo pós regeneração.

Característica	Método de ensaio	Valores recomendados
Índice de neutralização, mg KOH/g de óleo, máx.	ABNT NBR 14248	0,03
Tensão interfacial a 25 °C, mN/m, mín.	ABNT NBR 6234	40,0
Fator de perdas dielétricas a 25 °C, %, máx.	ABNT NBR 12133	0,07
a 90 °C, máx. a 100 °C, máx.	ABNT NBR 12133	0,60 0,70
Teor de inibidor (DBPC), %, máx.	ABNT NBR 12134	0,33
Rigidez dielétrica, kV, mín.	ABNT NBR IEC 60156	Conforme Tabela 9
Água, mg/kg, máx.	ABNT NBR 10710	Conforme Tabela 9
RBOT, min.	ABNT NBR 15362	220
NOTA Estes valores não se aplicam a transformadores reformados, após contato.		

Fonte: NBR 10576-2017

4.3.4. Ensaios elétricos básicos em Transformadores de Potência

De forma a garantir a operação segura, executando as funções para as quais foram construídos, os equipamentos de uma subestação devem passar por ensaios elétricos básicos rotineiramente, em intervenções de manutenção e comissionamento dos aparelhos presentes na subestação.

4.3.4.1. Medição da Resistência dos Enrolamentos

A resistência dos enrolamentos de um transformador pode ser medida buscando anormalidades por conta de interrupções nos enrolamentos (cabos partidos), conexões soltas, enrolamentos frouxos e altas resistências de contato em comutadores de derivação.

Os dados obtidos neste ensaio devem ser comparados aos fornecidos no *datasheet* do equipamento, em busca de sinais de problemas no transporte ou sinais de deterioração do cobre na vida-útil do transformador, entre fases distintas, medidas separadamente (no caso de enrolamentos ligados em Y) ou entre duas fases (no caso de enrolamentos ligados em Delta), buscando por problemas pontuais nos enrolamentos, como os citados acima. Um desvio de até 5% em quaisquer das comparações acima é considerado satisfatório (IEEE 62-1992).

Caso seja necessária correção quanto à temperatura do enrolamento de forma a realizar a comparação com os testes de fábrica constados em placa, a equação abaixo tem a função de realizar esta correção:

$$R_s = R_m \frac{T_s - T_K}{T_m - T_K} \text{ Ohm} \quad (5)$$

Onde

R_s é a resistência na temperatura desejada T_s

R_m é a resistência medida na temperatura T_m

T_s é a temperatura desejada (°C)

T_m é a temperatura na qual foi medida a resistência R_m (°C)

T_K é constante e depende do material do qual é feito o enrolamento, sendo 234,5 °C para Cobre e 225 °C para alumínio

De forma a realizar a medição em questão, deve-se utilizar uma fonte CC com regulagem de corrente, de forma a não ultrapassar o limite de 15% da corrente nominal do enrolamento ensaiado. O passo-a-passo a seguir exemplifica como deve ser realizado um ensaio de medição de resistência de enrolamento em um transformador Δ -Y, utilizando um microhmímetro digital:

1 – Verificação de todas as chaves e equipamentos de disjunção antes de entrar na cabine, de forma a garantir que o transformador esteja desenergizado.

2 – Desconectar os terminais das buchas do transformador de quaisquer conexões.

3 – Conectar o equipamento em uma fonte externa de alimentação caso a

corrente do teste ultrapasse 10A.

4 – Conectar as pontas de prova adequadas do microhmimetro no transformador de acordo com a Tabela 11.

5 – Ligar o equipamento e aumentar a corrente até o valor máximo de 15% da corrente nominal do enrolamento ensaiado.

6 – Fazer a leitura do valor de resistência do enrolamento medido.

7 – Zerar o ajuste de corrente e desligar o equipamento.

Tabela 11: Ligações para ensaio de resistência de enrolamentos em um transformador Δ -Y.

Medição	1	2	3	4	5	6
Ligação	H1 – H3	H2 – H1	H2 – H3	X1 – X0	X2 – X0	X3 – X0

Fonte: O Autor

4.3.4.2. Medição da Relação de Transformação e Polaridade

A relação de transformação de um transformador, como previamente explicado em 1.2.1.1, consiste na relação entre as forças eletromotrizes presentes em cada enrolamento durante a operação do transformador. Já a relação de tensão é a relação entre as tensões RMS terminais em cada enrolamento sob uma determinada condição de carga. Quando em circuito aberto, a relação de tensão do transformador deve ser considerada igual à sua relação de transformação.

Em transformadores conectados em paralelo a outros transformadores, deve ser checada a polaridade de ambos, bem como as conexões de diferentes fases antes da primeira energização em campo, bem como os valores de relações de transformação.

O valor de relação de transformação deve também ser checado em cada manutenção anual, bem como sugere-se a checagem após falhas mais graves. Os valores devem apresentar no máximo 0,5% de diferença quando comparados aos dados de placa do equipamento, e o teste pode ser feito com uma simples fonte de tensão e dois multímetros. A tensão deve ser sempre aplicada no terminal de alta durante os testes, de forma a impedir que ocorram acidentes por aplicar tensões muito altas no transformador, e devem ser realizadas no mínimo duas medições, com os multímetros sendo intercambiados entre os terminais de alta e baixa tensão (IEEE 62-1992).

Para a realização do ensaio de relação de transformação utilizando dois voltímetros CA ou multímetros, deve-se seguir o passo-a-passo a seguir:

1 – Verificação de todas as chaves e equipamentos de disjunção antes de entrar na cabine, de forma a garantir que o transformador esteja desenergizado.

2 – Desconectar os terminais das buchas do transformador de quaisquer conexões.

3 – Conectar os voltímetros aos enrolamentos de alta e baixa tensões, no caso de um transformador idêntico ao do item 4.3.4.1., utilizar as seguintes configurações da tabela 11: 1-4; 2-5; 3-6;

4 – Aplicar a tensão de teste nos terminais de alta tensão ensaiados, utilizando tensões que respeitem as escalas dos voltímetros.

5 – Realizar a leitura simultânea dos dois voltímetros e registrá-las.

6 – Repetir o teste com os voltímetros intercambiados.

7 – Calcular a relação de transformação utilizando a média dos dois testes.

4.3.4.3. Medição da Corrente de Excitação

O teste de corrente de excitação ou magnetização consiste em uma simples medição da corrente em um dos lados do transformador, geralmente o de alta tensão, com o lado restante em aberto, à exceção de um neutro aterrado. O teste é bastante útil na detecção de problemas na estrutura magnética do núcleo, entrelaçamento dos enrolamentos, falhas no isolamento das fases e problemas no comutador de derivação, fatores estes que afetam a relutância equivalente do núcleo ferromagnético, influenciando na corrente necessária para forçar o fluxo eletromagnético pelo núcleo.

De forma a verificar o funcionamento normal, deve-se comparar os resultados dos testes ao longo do tempo no mesmo transformador, se possível, ou em outros transformadores similares, de mesma potência e características construtivas. No caso de transformadores trifásicos os testes de cada fase podem ser comparados entre si, onde a vasta maioria dos equipamentos apresenta um padrão de comportamento de correntes similares nas duas fases externas e corrente mais baixa na fase interna. A medição da corrente de magnetização deve ser feita antes

de testes de medição da resistência dos enrolamentos do transformador por corrente contínua, de forma a evitar possíveis problemas relacionados à magnetização residual do núcleo do transformador durante o ensaio (IEEE 62-1992).

4.3.4.4. Medição das resistências de isolamento

Resistências de isolamento são medidas com o auxílio de um megômetro, um equipamento que aplica tensão de corrente contínua e mede a corrente resultante passante na isolação durante a aplicação desta tensão.

Figura 11: Megômetro Megabrás MD15KVR.



Fonte: <https://www.megabras.com/pt-br/produtos/megohmetro/megohmetro-MD15KVR.php>

Possuindo três bornes, *Line*, *Earth* e *Guard*, usualmente nas cores vermelho, preto e verde, respectivamente.

4.3.4.4.1. Resistência de isolamento CC de curta duração

O isolamento elétrico dentro de um transformador de potência é de crucial importância para o funcionamento correto do equipamento, visto que durante seu funcionamento, o transformador de potência possui em seu interior diferenças de potencial entre as bobinas e de cada bobina às partes metálicas não-vivas, que se encontram idealmente aterradas. Desta forma, se o isolamento não for adequado, podem surgir correntes de fuga, que se estabelecem pelo material isolante,

ocasionando em perda de potência do trafo, estabelecimento de arcos voltaicos e deterioração ainda maior do isolamento. No enrolamento de alta tensão, há ainda o fato de que a diferença de potencial entre as espiras ser de tal magnitude que exija também um isolamento satisfatório, caso contrário formar-se-ão arcos entre espiras, que podem danificar seriamente o enrolamento (José Oliveira, 1984).

A medição da resistência de isolamento tem como objetivo a verificação do isolamento do transformador, e apesar de não ser necessariamente aplicado com tensões iguais à classe de tensão do equipamento testado, serve para detectar falhas de isolamento grosseiras, bem como avaliar o comportamento do isolante no decorrer do tempo, estimando a vida-útil restante do material isolante do transformador, impedindo a energização e operação do equipamento em condições de isolamento precárias a um custo e praticidade bem mais acessíveis que os ensaios de tensão aplicada e tensão induzida, que são capazes de detectar falhas de menor impacto (José Oliveira, 1984).

As expressões abaixo permitem que sejam calculados os valores mínimos de resistência de isolamento para que se garanta o funcionamento de um transformador a seco, imerso em óleo e imerso em ascarel, cujo uso em novos equipamentos foi proibido no Brasil em 1981, pela portaria interministerial n°19.

Transformador a Seco:

$$R_{i75^\circ} = \frac{V_i}{\frac{Sn}{100} + 100} \quad (6)$$

Transformador imerso em óleo:

$$R_{i75^\circ} = \frac{2,65 V_i}{\sqrt{\frac{Sn}{f}}} \quad (7)$$

Transformador imerso em ascarel:

$$R_{i75^\circ} = \frac{0,265 V_i}{\sqrt{\frac{S_n}{f}}} \quad (8)$$

Onde

R_{i75° é a resistência mínima de isolamento a 75°C, no enrolamento em questão.

V_i é a classe de tensão de isolamento nominal do enrolamento em questão, em kV.

S_n é a potência nominal do enrolamento (em caso de transformador trifásico, a potência de cada enrolamento é igual a 1/3 da potência fornecida na placa do equipamento).

f é a frequência nominal em Hz.

A tabela a seguir permite que seja realizada a correção da resistência de isolamento de acordo com a temperatura, multiplicando a encontrada na expressão por um fator de correção nela expresso:

Tabela 12: Fatores de correção de resistência de isolamento para temperaturas de 0 a 80°C.

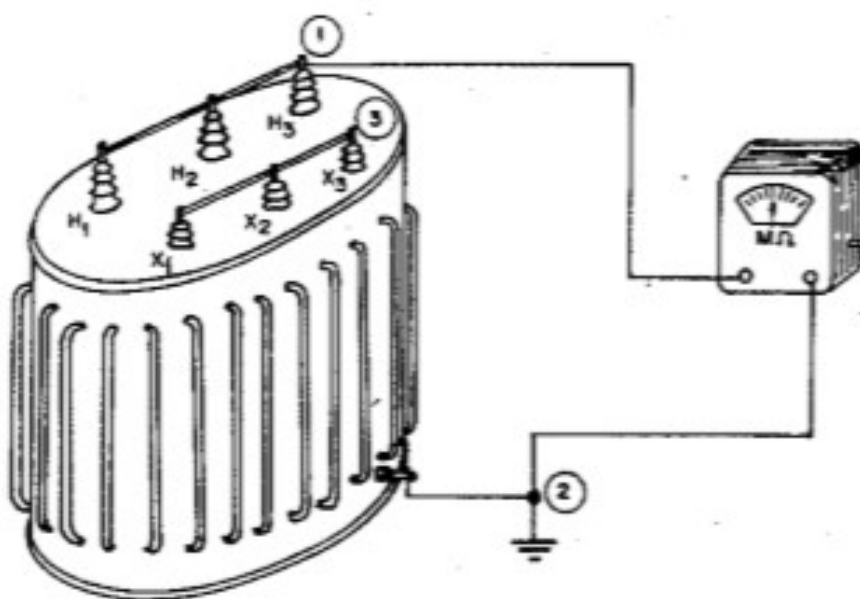
Temperatura (°C)	Fator de correção	Temperatura (°C)	Fator de correção
0	181	41	10,6
1	169	42	9,9
2	158	43	9,2
3	147	44	8,6
4	137	45	8,0
5	128	46	7,5
6	119	47	7,0
7	111	48	6,5
8	104	49	6,1
9	97	50	5,7
10	91	51	5,3
11	84	52	4,92
12	79	53	4,59
13	74	54	4,29
14	69	55	4,00
15	64	56	3,73
16	60	57	3,48
17	56	58	3,25
18	52	59	3,03
19	48,5	60	2,83
20	45,3	61	2,64
21	42,2	62	2,46
22	36,4	63	2,30
23	36,8	64	2,14
24	34,3	65	2,00
25	32,0	66	1,87
26	29,9	67	1,74
27	27,9	68	1,62
28	26,0	69	1,52
29	24,3	70	1,41
30	22,6	71	1,32
31	21,1	72	1,23
32	19,7	73	1,15
33	18,4	74	1,07
34	17,2	75	1,00
35	16,0	76	0,93
36	14,9	77	0,87
37	13,9	78	0,81
38	13,0	79	0,76
39	12,1	80	0,71
40	11,3		

Fonte: DE OLIVEIRA, J. C.; COGO, J. R.; ABREU, J. P.

Dessa forma, é possível realizar um teste eliminatório para evitar o

religamento de transformadores com níveis de isolamento muito baixos, diminuindo riscos de surtos no momento de reenergização do equipamento. É importante ressaltar ainda que, no caso de o ensaio ser realizado com as bobinas em curto, assim como na figura 12, a resistência lida será um terço da resistência de cada bobina separadamente, e a medição deve ser feita com um megômetro entre os pontos 1 e 2, pontos 3 e 2, e pontos 2 e 3, durante cerca de 1 minuto em cada configuração (José Oliveira, 1984).

Figura 12: Esquema de medição de resistência de isolamento com bobinas curto-circuitadas.



Fonte: DE OLIVEIRA, J. C.; COGO, J. R.; ABREU, J. P.

A Cigré do Brasil separa a medição de resistência de isolamento entre dois ensaios distintos, sendo um realizado em corrente contínua, de maneira similar ao proposto anteriormente por José de Oliveira, e outra em corrente alternada, de forma a quantificar a parcela capacitiva do isolamento.

4.3.4.4.2. Resistência de isolamento DC de longa duração

A resistência resultante medida em ensaios de resistência de isolamento com fontes DC, como o apresentado no tópico anterior, é a soma da resistência interna do condutor, que é desprezível se comparada à outra parcela, à resistência da isolação, por sua vez dividida em três componentes, ou subcorrentes,

independentes, sendo estas:

A – Corrente de fuga condutiva

Sendo a corrente mais importante no ensaio de isolamento DC de longa duração, esta é a pequena corrente que flui normalmente através da isolação do equipamento, e tende a aumentar conforme a isolação se deteriora, configurando então uma corrente de fuga, sendo capaz de gerar consequências já discutidas em 4.3.4.4.1., e tende a estabilizar-se rapidamente após a aplicação de tensão, bem como num intervalo de tempo suficientemente grande é a única corrente presente na isolação.

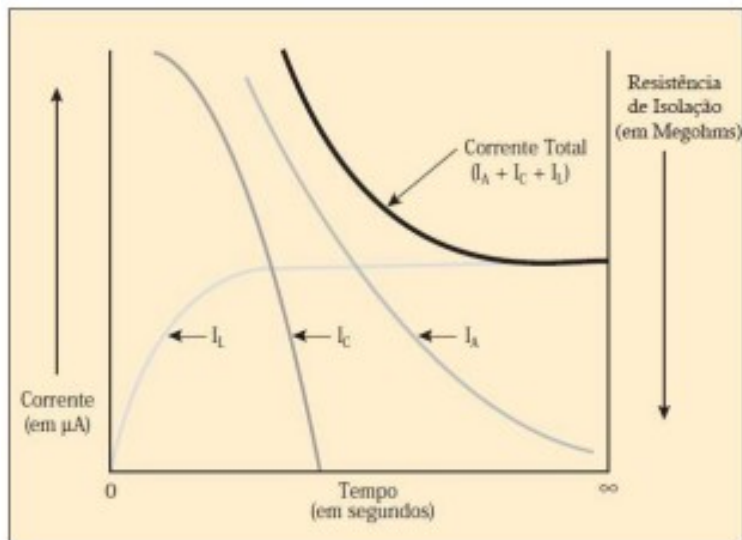
B – Corrente de fuga de carga capacitiva

Esta corrente de curta duração surge nos primeiros segundos após a aplicação da tensão DC, e some logo após a isolação ser completamente carregada eletricamente, e ocorre por conta do efeito capacitivo existente entre os condutores de teste. Por conta de sua natureza, efêmera, porém poderosa nos primeiros momentos da energização, deve-se aguardar que o valor de resistência lido no megômetro se estabilize antes de registrá-lo.

C – Corrente de fuga de absorção de polarização

Em equipamentos de baixa capacitância, a corrente de fuga por absorção de polarização, que consiste na polarização das moléculas no material dielétrico, apresenta uma alta magnitude nos primeiros segundos de ensaio, e decresce devagar até um valor próximo de zero, exigindo um período de tempo maior de ensaio e sendo o principal motivo para a realização de um ensaio de longa duração.

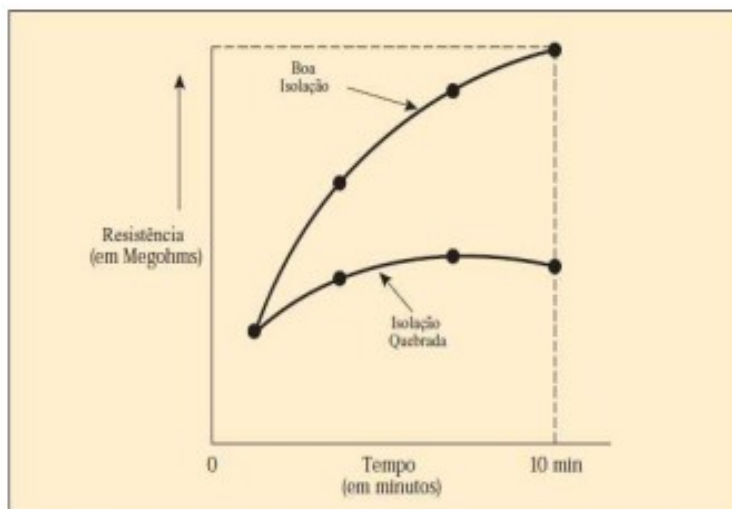
Figura 13: Componentes da corrente no ensaio DC, corrente de fuga condutiva, corrente de fuga de carga capacitiva e corrente de absorção de polarização, I_L , I_C e I_A , respectivamente.



Fonte: GT A2.05.

O teste realizado tem duração de dez minutos, e devem ser realizadas medições em intervalos regulares variando de 30 segundos a um minuto. A curva resultante das medições ao longo do tempo determinará a condição da isolação. Uma curva uniforme ou decrescente indica degradação na isolação, enquanto uma curva com crescimento contínuo do valor de resistência indica bom estado de isolamento do equipamento, conforme a figura 14.

Figura 14: Comportamento típico de um ensaio de resistência de isolamento DC de 10 minutos para isolação boa e isolação defeituosa.



Fonte: GT A2.05.

Em paralelo à análise do gráfico e ao teste eliminatório exposto no tópico passado, há ainda o índice encontrado comparando os valores das primeiras medições aos valores da última, o chamado índice de polarização. A tabela 12 pode ser usada como diretriz para fornecer um diagnóstico a respeito da isolação de transformadores.

Tabela 13: Tabela para diagnóstico de isolação de transformadores utilizando o índice de polarização.

IA (R1min / R30s)	IP (R10min/R1min)	Condição da Isolação
< 1	< 1	Ruim
1 – 1,4	1 - 2	Duvidoso
1,4 – 1,6	2 - 4	Aceitável
> 1,6	> 4	Boa

Fonte: GT A2.05.

É importante entender que a corrente de carga capacitiva gerada na aplicação da tensão de teste durante o carregamento do campo elétrico da capacitância gerada pelos condutores presentes é reversível, significando que, após a desenergização do equipamento, a carga continuará presente nesta capacitância, e pode ser letal ao profissional manejando o equipamento. Recomenda-se na IEEC 62-1995 *IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulations, and Reactors*, que o equipamento passe por um período de descarga por curto-circuito de no mínimo quatro vezes o tempo de aplicação da tensão de teste. Além disso, deve-se atentar às condições de limpeza de todas as buchas e garantir que o profissional realizando o teste esteja devidamente protegido por equipamentos de proteção individual compatíveis ao nível de tensão do ensaio.

De forma a realizar os ensaios de resistência de isolamento de curta e de longa duração, o passo-a-passo abaixo deve ser seguido:

- 1 – Verificação de todas as chaves e equipamentos de disjunção antes de entrar na cabine, de forma a garantir que o transformador esteja desenergizado.
- 2 – Desconectar os terminais das buchas do transformador de quaisquer conexões.
- 3 – Ajustar a escala do equipamento de acordo com os valores esperados.

- 4 – Realizar medição do valor de temperatura ambiente.
- 5 – Conectar o equipamento ao transformador de acordo com a tabela 14.
- 6 – Ligar o megômetro e aguardar o tempo necessário de acordo com o tipo de ensaio a ser realizado.
- 7 – Comparar os resultados e curvas obtidos com os das equações 6, 7 e 8, e a tabela 13.
- 8 – Aguardar o tempo necessário antes de realizar o próximo teste.

Tabela 14: Tabela para conexão dos cabos de um megômetro a um transformador de potência, conferir numeração na figura 12. Ra – Resistência de isolamento alta-massa; Rb – Resistência de isolamento baixa-massa; Rab – Resistência de isolamento alta-baixa.

Ensaio	Ponto de conexão do cabo do megômetro			Resistência Medida
	LINE	GUARD	EARTH	
1	Alta (1)	Baixa (3)	Carcaça (2)	Ra
2	Baixa (3)	Alta (1)	Carcaça (2)	Rb
3	Alta (1)	Carcaça (2)	Baixa (3)	Rab

Fonte: O Autor.

4.3.5. Ensaio Elétrico em Chaves Seccionadoras

De forma a garantir o funcionamento correto da chave seccionadora do ponto de vista elétrico, recomenda-se a realização de dois ensaios provedores de diagnóstico da capacidade de operação do equipamento, o ensaio de resistência de isolamento e o ensaio de resistência de contato (Benjamin Barros, 2009).

4.3.5.1. Resistência de Isolamento

Busca-se, por meio deste ensaio, verificar a ocorrência de fuga de corrente nos bastões de acionamento e isoladores em relação à carcaça metálica, ou massa, do equipamento. O procedimento deve ser realizado com a chave seccionadora fechada, e repetido nas 3 fases da chave. (Benjamin Barros, 2009).

O ensaio é feito de forma similar ao descrito em 4.3.4.4.2., utilizando-se de um megômetro conectado como na tabela 15.

Tabela 15: Tabela para conexão dos cabos de um megômetro a uma chave seccionadora.

Cabo	LINE	EARTH	GROUND
Ponto de conexão	Saída de corrente	Carcaça metálica	S/ conexão

Fonte: O Autor.

4.3.5.2. Resistência de Contato

O ensaio de resistência de contato procura verificar a correta condução de corrente por todas as fases da chave seccionadora. As resistências devem ser o mais próximas de zero e mais próximas entre si o quanto possível. O ensaio é realizado com o auxílio de um microhmímetro, e é feito de forma similar ao descrito em 4.3.4.1., a diferir na corrente de regulação, que neste caso é de 100 A, e dos pontos de conexão do microhmímetro, que são os terminais de entrada e saída de corrente de cada fase da chave seccionadora. (Benjamin Barros, 2009).

4.3.6. Outros Serviços e Ensaio em Chaves Seccionadoras

Outros serviços e ensaios a serem realizados em chaves seccionadoras consistem em verificações e itens de manutenção básicos. (Benjamin Barros, 2009), e são listados a seguir:

- Verificar a abertura e fechamento da chave seccionadora.
- Verificar a simultaneidade de abertura e fechamento das fases. (Quando possível, utilizando um osciloscópio).
- Verificar o estado dos contatos fixo e móvel, e realizar serviços de limpeza, reaperto e lubrificação destes.
- Reapertar, limpar e lubrificar quaisquer articulações, varões e partes rotativas.
- Verificar estado físico dos isoladores quanto a trincas e rachaduras e substituí-los se necessário. Caso contrário, limpar e corrigir qualquer problema de fixação.

4.3.7. Ensaio Elétricos em Disjuntores de Média Tensão

De maneira similar à chave seccionadora, os ensaios elétricos no disjuntor de média tensão oferecem que diagnóstico satisfatório do estado de operação do equipamento são os de resistência de isolamento e de resistência de contato. (Benjamin Barros, 2009).

4.3.7.1. Resistência de Isolamento

Busca-se, por meio deste ensaio, verificar a ocorrência de fuga de corrente nos bastões de acionamento e isoladores em relação à carcaça metálica, ou massa, do equipamento. Além disso, é também avaliada a condição de isolação de cada fase do disjuntor entre sua entrada e saída no momento de abertura. (Benjamin Barros, 2009).

De forma similar ao descrito em 4.3.4.4.2., deve-se conectar o megômetro conforme apresentado na tabela 16. Os procedimentos devem ser repetidos em todas as três fases do disjuntor, tanto em posição fechada quanto aberta.

Tabela 16: Tabela para conexão dos cabos de um megômetro a um disjuntor de média tensão onde: F-M – Fase-massa; F-F – Fase-Fase.

Cabo	<i>LINE</i>	<i>EARTH</i>	<i>GROUND</i>
Ensaio F-M	Saída de corrente	Carcaça metálica	S/ conexão
Ensaio F-F	Saída de corrente	Entrada de corrente	Carcaça

Fonte: O Autor.

4.3.7.2. Resistência de Contato

O ensaio de resistência de contato procura verificar a correta condução de corrente por todas as fases do disjuntor de média tensão. As resistências devem ser o mais próximas de zero e mais próximas entre si o quanto possível, e compatíveis aos dados de placa do disjuntor. O ensaio é realizado com o auxílio de um

microhmímetro, e é feito de forma similar ao descrito em 4.3.4.1., a diferir na corrente de regulação, que neste caso é de 100 A, e dos pontos de conexão do microhmímetro, que são os terminais de entrada e saída de corrente de cada fase do disjuntor de média tensão. (Benjamin Barros, 2009).

4.3.8. Outros serviços e ensaios em disjuntores de média tensão

Outros serviços e ensaios a serem realizados em disjuntores de média tensão consistem em verificações e itens de manutenção básicos. (Benjamin Barros, 2009), que são listados a seguir:

- Verificar a abertura e fechamento do disjuntor de média tensão, local, elétrica e remotamente, quando o equipamento for capacitado para tanto.
- Verificar a simultaneidade de abertura e fechamento das fases. (Quando possível, utilizando um osciloscópio).
- No mecanismo de acionamento, deve-se verificar o estado das molas, travas, motor, engrenagem, articulações, dispositivo de carregamento de mola, indicadores de posição, contador de operação, bobina de ligar, desligar e de mínima tensão, blocos de terminais, estado da fiação e dos isoladores e contatos de rolete. Todo esse conjunto deve ser limpo e cuidadosamente lubrificado.
- Nas câmaras de extinção deve-se verificar se existem trincas ou rachaduras.
- Em caso de realizar abertura dos polos, conferir o estado dos contatos, que devem ser limpos.
- Em disjuntores a óleo, realizar a substituição do óleo isolante.

4.3.9. Ensaios e Serviços em Para-raios

Os serviços e ensaios a serem realizados em para-raios consistem, na parte elétrica, apenas na medição da resistência de isolamento, medida utilizando um megômetro, com o terminal *LINE* conectado à parte superior do para-raios e o

terminal *GUARD* conectado à parte inferior do para-raios, e nos demais quesitos, nas seguintes atividades, no caso de para-raios do tipo válvula (Benjamin Barros, 2009):

- Verificar as condições dos isoladores, em busca de trincas e rachaduras, e realizar a troca caso necessário.
- Reaperto dos conectores fase e terra.
- Realizar a limpeza do corpo do para-raios.

4.3.10. Ensaio de Resistência de Isolamento em Transformadores de Instrumentos

Assim como os demais ensaios de resistência de isolamento cobertos anteriormente, o ensaio de resistência de isolamento realizado em transformadores de instrumentos utiliza-se de um megômetro. Entretanto, deve ser utilizada uma tensão de teste diferente nos enrolamentos primários e secundários dos transformadores, respeitando a classe de tensão em que estes devem operar. Usualmente a tensão utilizada no primário varia entre 1 e 15 kV, a depender do megômetro utilizado, e a do secundário é realizada em 500 V. (Benjamin Barros, 2009).

A tabela 14 pode ser utilizada como referência de conexão, uma vez que os testes são realizados da mesma maneira em transformadores de potência. A tabela 17 apresenta valores orientativos de níveis mínimos de isolamento aceitáveis a transformadores de instrumentos.

Tabela 16: Valores de referência para diagnóstico de resistência de isolamento de transformadores de potencial.

Tensão nominal do enrolamento	Resistência de isolamento (MΩ) à temperatura de				
	20 °C	30 °C	40 °C	50 °C	60 °C
66 kV e acima	1200	300	300	150	75
22 kV a 44 kV	1000	500	250	125	65
6,6 kV a 10 kV	800	400	200	100	50
Abaixo de 6,6 kV	400	200	100	50	25

4.3.11. Ensaio de Resistência de Isolamento em Cabos de Média Tensão

Os cabos de média tensão de uma subestação devem passar por ensaio de resistência de isolamento, bem como os demais submetidos às elevadas tensões, além de terem toda a sua extensão verificada em busca de indícios de aquecimento ou pontos onde falhas na isolação tenham provocados arcos elétricos. (Benjamin Barros, 2009).

O ensaio deve ser realizado com o auxílio de um megômetro, o cabo deve ser desconectado e ligado ao sistema de aterramento antes da realização do teste, de forma que qualquer capacitância armazenada seja descarregada. O terminal LINE do megômetro deve ser ligado ao condutor, enquanto o terminal EARTH deve ser ligado à blindagem aterrada do cabo. Os valores devem ser comparados aos fornecidos pelo fabricante, e acompanhados ao longo do tempo, afim de detectar quaisquer problemas quanto à isolação e antecipar-se quanto à deterioração natural da camada de isolamento do cabo. (Benjamin Barros, 2009).

4.3.12. Análise de Energia Elétrica

De forma a definir previamente a situação de operação da subestação, sugere-se a realização de um ensaio de análise de energia elétrica, realizado com o auxílio de um analisador de energia. Deste ensaio, pretende-se obter dados que indiquem o nível de estresse da instalação, como a carga à qual o transformador está efetivamente submetido, curva de carga da instalação, nível de distorção harmônica na rede e quaisquer outras curvas que possam significar aspectos degradantes à subestação e à rede.

O ensaio deve ser realizado durante pelo menos 24 horas, e em cronograma de funcionamento normal da instalação ensaiada, de forma a se obter uma curva de carga consistente com a realidade de operação da subestação em estudo.

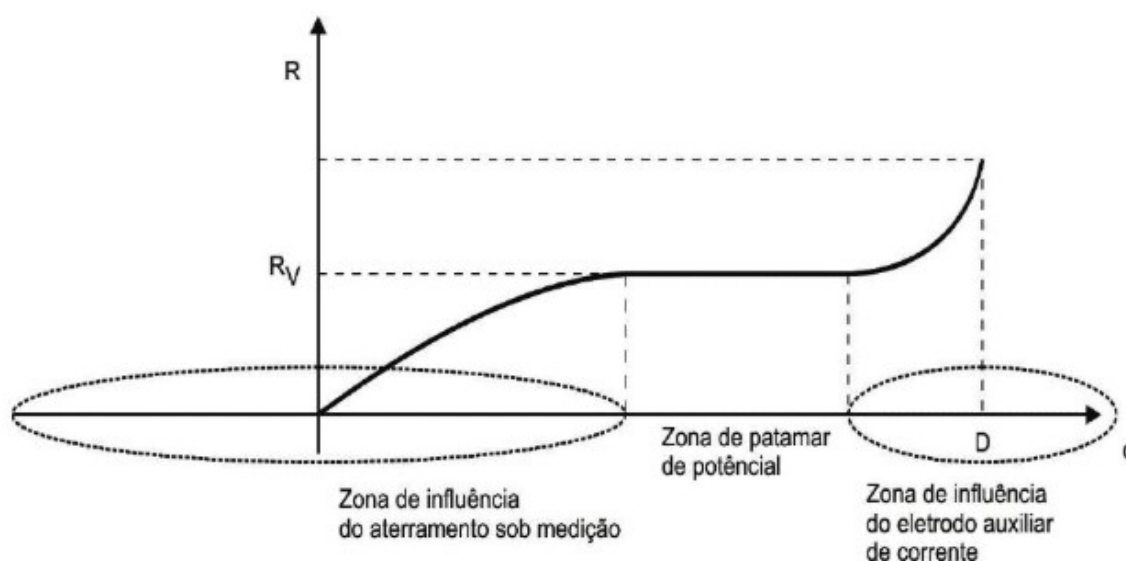
4.3.13. Ensaio de Resistência de Aterramento

De forma a garantir a eficiência do sistema de aterramento da subestação, realiza-se anualmente um ensaio de resistência de aterramento, buscando garantir que o sistema se encontra apto a proteger as instalações elétricas em caso de surto ou descarga atmosférica. O ensaio é realizado conforme a NBR 15749: Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento, utilizando o método de queda de potencial, com o auxílio de um terrômetro.

O método consiste em fazer circular uma corrente através da malha de aterramento, por intermédio de um eletrodo de corrente, e medir a tensão entre a malha de aterramento ensaiada e um terra de referência, ou eletrodo de potencial. (NBR 15749, 2009).

Para realização do ensaio, deve-se fincar o eletrodo de corrente a uma distância de até três vezes a maior distância entre eletrodos da malha ensaiada e realizar medições com o eletrodo de potencial variando sua posição em 5% do valor da distância do eletrodo de corrente à malha a cada medição, iniciando-se em 5% de distância. Essas medições gerarão um gráfico conforme o da figura 15. (NBR 15749, 2009).

Figura 15: Curva característica da resistência de aterramento de um eletrodo pontual, em caso da distância do eletrodo de corrente ser satisfatória.



Fonte: NBR 15749

Onde:

R_v – Resistência verdadeira de aterramento.

É importante ressaltar que em caso de distância insuficiente entre o eletrodo de corrente e o sistema de aterramento, a curva de resistência não apresentará patamar de potencial, deve-se, portanto, realizar as medições até que se encontre a região de patamar, quando deverá ser anotado o valor da resistência. Em sistemas que já se conhece a distância de medição dos eletrodos de corrente e potencial, deve-se realizar ao menos 3 medições com distanciamento de 5% entre si, e a resistência medida será a média aritmética das três. (NBR 15749, 2009).

O passo-a-passo abaixo deve ser seguido de forma a realizar o ensaio de medição da resistência de aterramento:

1 – Verificação da existência de zinabre no ponto de conexão da garra de aferição no sistema de aterramento, em caso da existência de zinabre, realizar raspagem de forma a garantir o contato.

2 – Fincar o eletrodo de corrente a uma distância D suficiente (entre 1 e 3 vezes a maior distância entre as duas hastes mais distantes entre si da malha ensaiada).

3 – Fincar o eletrodo de tensão à distância de 5% de D e realizar medição.

4 – Variar a distância em 5% a cada nova medição e levantar a curva, conforme a figura 15.

5 – Calcular a média aritmética entre 3 medições na zona de patamar de potencial.

5. Estudo de Caso

A subestação estudada neste trabalho é localizada na cidade de Fortaleza, estado do Ceará, e atende um prédio comercial no centro da cidade. A subestação possui três transformadores a seco, sendo estes dois de 750 kVA e um de 300 kVA, totalizando a potência total de 1,8 MVA. Equipada com um painel blindado de média tensão, os equipamentos de proteção e seccionamento internos da subestação encontram-se em cubículos blindados dotados de termostatos e resistências de aquecimento, reduzindo drasticamente danos provenientes de umidade, como oxidação de contatos. Em baixa tensão, dois QGBTs estão localizados no mesmo prédio que a subestação, enquanto o terceiro e menor está localizado em prédio anexo ao lado da edificação principal.

5.1. Diretrizes de Segurança

A segurança durante a execução de qualquer processo de manutenção, em especial os que lidam com fatores de alto risco, deve ser sempre priorizada. Há, portanto, uma série de procedimentos de segurança, definidos por normas, a ser seguidos durante uma manutenção de subestação.

É necessário que os funcionários responsáveis pela realização dos procedimentos de manutenção sejam treinados e qualificados para tanto, bem como estejam de posse de planos de ação de manobra da subestação e diagramas e/ou esquemáticos das instalações e equipamentos presentes no ambiente. Estão listados a seguir procedimentos de manobra referentes à subestação estudada.

5.1.1. Equipamentos de Proteção com Isolação Elétrica

Para José Oliveira, de acordo com o previsto no item 10.7.8 da NR-10, toda subestação deve possuir os seguintes itens isolantes, que devem ser periodicamente testados em laboratório, de forma a garantir a eficácia de sua isolação.

- Luva de borracha para alta tensão;
- Bastão de manobra para alta tensão;

- Tapete de borracha para alta tensão;
- Capacete de Segurança;
- Manga de borracha;

5.1.2. Manobra de Desligamento Programado

O desligamento controlado ocorre anteriormente a manutenções programadas, sejam elas rotineiras ou por necessidade de reparo ou substituição emergencial de equipamentos imediatamente a jusante da subestação. Deve ser realizado conforme o passo-a-passo a seguir, no caso de desligamento total da subestação:

1 – Conferir disponibilidade de todos os itens necessários à realização do serviço com segurança, como EPIs e equipamentos adequados, e realizar teste de funcionamento do detector de tensão, de forma a evitar desligamentos desnecessários ou inseguros;

2 – Desligar disjuntores gerais de todos os QGBTs.

3 – Desligar manualmente o disjuntor de média tensão, pressionando o botão vermelho do painel de média tensão. Aterrar o disjuntor utilizando a chave alavanca em seguida.

4 – Desligar manualmente as chaves seccionadoras dos três transformadores uma a uma, utilizando a chave alavanca e, em seguida, utilizando a mesma chave, aterrará-las.

5 – Guardar chave alavanca em armário ou baú provido de cadeado, de forma a evitar religamento inesperado.

6 – Abrir, em caso de manutenção em todos os compartimentos do cubículo de média tensão ou nos elementos do poste, as chaves-faca presentes na entrada de energia elétrica, utilizando um bastão de manobra.

7 – Testar, utilizando o detector de tensão previamente testado, a existência de partes vivas no decorrer da linha, de forma a garantir a disjunção do circuito.

Após realizados todos os passos, pode-se definir a área segura para se trabalhar. Em caso de desligamento parcial da subestação, para desativar apenas

um transformador, o procedimento a ser seguido é o seguinte:

1 – Conferir disponibilidade de todos os itens necessários à realização do serviço com segurança, como EPIs e equipamentos adequados, e realizar teste de funcionamento do detector de tensão, de forma a evitar desligamentos desnecessários ou inseguros;

2 – Desligar disjuntor geral do QGBT alvo.

3 – Desligar manualmente a chave seccionadora do transformador alvo utilizando a chave alavanca e, em seguida, utilizando a mesma chave, aterrará-la.

4 – Guardar chave alavanca em armário ou baú provido de cadeado, de forma a evitar religamento inesperado.

5 – Testar, utilizando o detector de tensão previamente testado, a existência de partes vivas no decorrer da linha, de forma a garantir a disjunção do circuito.

5.1.3. Manobra de Religamento

O Religamento da subestação pode ocorrer em duas situações distintas, sendo estas após uma manutenção programada ou após um desligamento automático do disjuntor de média tensão. Os procedimentos durante estas duas situações são distintos e estão listados a seguir:

Em caso de religamento após manutenção programada:

1 – Conferir todas as conexões elétricas, garantindo que todas estejam bem apertadas e firmes.

2 – Conferir se foram realizados todos os ensaios e serviços de manutenção agendados para a visita.

3 – Utilizando a chave alavanca, desconectar o aterramento da chave seccionadora e, em seguida, conectá-la ao circuito. Repetir em todas as chaves desligadas.

4 – Fechar, em caso de haver sido realizada manutenção em todos os compartimentos do cubículo de média tensão ou nos elementos do poste, as chaves-faca presentes na entrada de energia elétrica, utilizando um bastão de

manobra.

5 – Carregar, utilizando a chave de manivela, a mola do disjuntor de média tensão.

6 – Desconectar o aterramento do disjuntor de média tensão, em seguida conectá-lo ao circuito e, pressionando o botão verde no painel, fechar seus contatos.

7 – Religar todos os disjuntores gerais dos QGBTs desligados para manutenção.

Em caso de religamento após desligamento automático:

1 – Desconectar, utilizando a chave alavanca, o disjuntor do circuito de média tensão e, em seguida, aterrará-lo.

2 – Desligar disjuntores gerais dos QGBTs.

3 – Desligar manualmente as chaves seccionadoras dos três transformadores uma a uma, utilizando a chave alavanca e, em seguida, utilizando a mesma chave, aterrará-las.

4 – Verificar *logs* do relé de média tensão para identificar a função que provocou o desligamento.

5 – Testar, utilizando um detector de tensão previamente testado, a existência de partes vivas no decorrer da linha, de forma a garantir a disjunção do circuito.

6 – Verificar nas instalações sinais de aquecimentos e/ou danos por formação de arcos voltaicos ou curto-circuito.

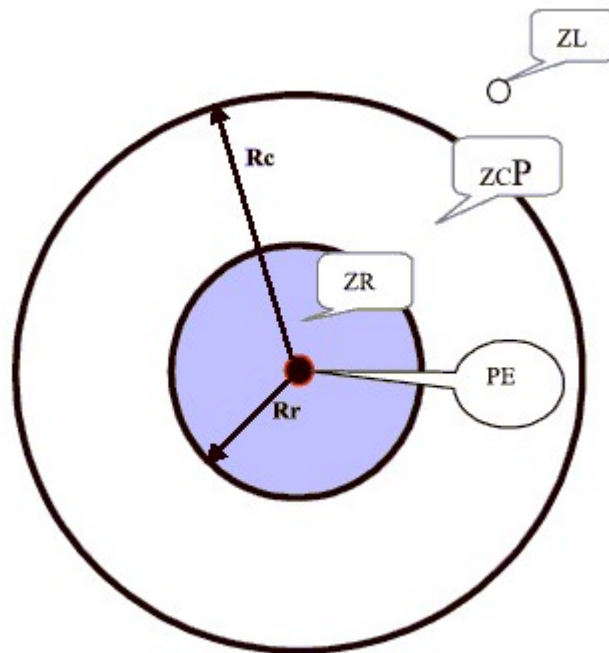
7 – Realizar manobra de ligamento conforme o descrito no passo-a-passo anterior, a partir do item 3.

8 – Manter os transformadores em observação, com especial atenção aos valores de temperatura dos enrolamentos, procurando por elevações anormais.

5.1.4. Definição de Área de Risco

É especificada na NR-10 a necessidade de delimitação de zonas de risco durante o trabalho em instalações de média tensão. O anexo 1 da referida norma regulamentadora define que, para instalações de faixa de tensão entre 1 e 15 kV, as zonas de risco são delimitadas conforme a figura 16, onde $R_r = 0,38m$ e $R_c = 1,38m$.

Figura 16: Distâncias no ar que delimitam radialmente as zonas de risco, controlada e livre



Fonte: NR 10.

Onde:

Rr – Raio de delimitação entre zonas de risco e controlada;

Rc – Raio de delimitação entre zona controlada e livre;

PE – Ponto energizado;

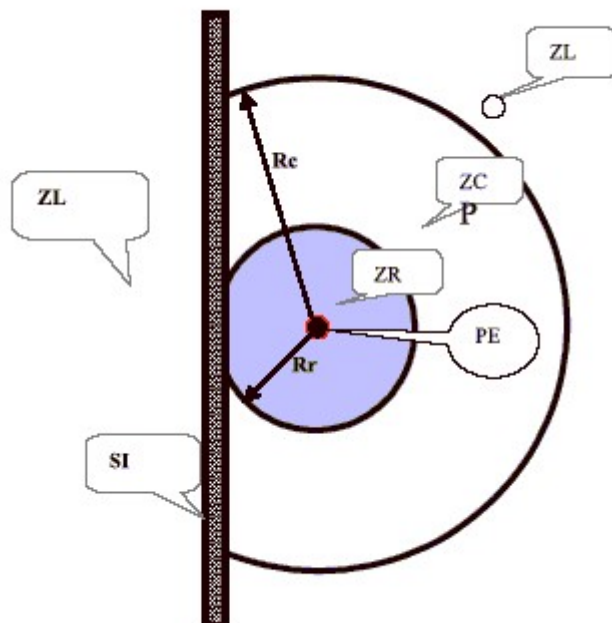
ZR – Zona de risco;

ZC – Zona controlada;

ZL – Zona Livre;

A NR10 também especifica, entretanto, que as instalações que possuírem anteparo adequado para o ponto energizado têm sua zona de risco e zona controlada delimitadas pelo anteparo isolante, como demonstrado na figura 17.

Figura 17: Distâncias no ar que delimitam radialmente as zonas de risco, controlada e livre quando há a presença de uma superfície isolante SI delimitando as zonas.



Fonte: NR 10.

5.1.5. Análise preliminar de risco

A NR10 especifica que a manutenção de subestação necessita de uma análise de riscos de todos os ensaios e procedimentos de manobra a serem realizados, explicitando os riscos envolvidos no processo, bem como os agentes de mitigação destes riscos utilizados no procedimento. Além dessa análise, também é necessário que todos os procedimentos realizados sejam detalhados passo-a-passo, como vem sendo feito anteriormente neste trabalho.

A APR de procedimento de manutenção da SE Hapvida Nova Sede encontra-se em anexo a este estudo.

5.2. Equipamentos presentes na subestação

A tabela 18 apresenta um levantamento dos equipamentos presentes na subestação Hapvida nova sede, especificando seus modelos, marcas e quantidades.

Tabela 18: Equipamentos presentes na subestação hapvida nova sede.

TIPO DE EQUIPAMENTO	QUANTIDADE	MODELO
TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA	1	TRANSFORMADOR A SECO ENCAPSULADO SCNHEIDER TRIHAL 350 KVA
TRANSFORMADOR DE POTÊNCIA	2	TRANSFORMADOR A SECO ENCAPSULADO SCNHEIDER TRIHAL 750 KVA
PARA-RAIOS	1	PARA-RAIOS POLIMÉRICO DELMAR MODELO NLZ-P 12 kV; 10 kA
RELÉ	1	RELÉ DE SOBRECORRENTE DIRECIONAL SIEMENS ARGUS-C
DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO	1	DISJUNTOR À VACUO SIEMENS 3AH5 In: 630A; Icc: 25kA
CHAVE SECCIONADORA	4	CHAVE SECCIONADORA TRIPOLAR SOB CARGA SIEMENS 3 POSIÇÕES (LIGADA/DESLIGADA/ATERRADA) In: 630A; Icc: 25kA
TRANSFORMADOR DE CORRENTE	3	TRANSFORMADOR DE CORRENTE BALTEAU KFI-12 MOLDADO EM EPOXI; RTC 300/5
TRANSFORMADOR DE POTENCIAL	3	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL BALTEAU VFI-15 MOLDADO EM EPOXI; RTP 13800/115

Fonte: Autor.

5.3. Ensaios e procedimentos aplicáveis aos equipamentos

5.3.1. Transformadores e cubículos de transformação

Por se tratarem de transformadores a seco, não há óleo isolante a ser ensaiado, limitando a manutenção a ensaios elétricos e procedimentos de limpeza e reaperto. Os serviços e ensaios previstos para estes equipamentos encontram-se discriminados na tabela 19.

Tabela 19: Serviços aplicáveis aos transformadores e cubículos de transformação da SE Hapvida nova sede.

SERVIÇO	PERIODICIDADE
INSPEÇÃO E REGISTRO DA TEMPERATURA DOS ENROLAMENTOS	SEMANTAL
INSPEÇÃO DE PORTAS, GRADES E FECHOS DOS CUBÍCULOS DE TRANSFORMAÇÃO	SEMANTAL
LIMPEZA E DESOBSTRUÇÃO DAS ROTAS DE ACESSO AOS CUBÍCULOS	SEMANTAL
REALIZAÇÃO DE ENSAIO DE TERMOVISÃO	SEMESTRAL
INSPEÇÃO, LUBRIFICAÇÃO E REAPERTO DE DOBRADIÇAS, FECHOS E PARAFUSOS DE FIXAÇÃO DOS CUBÍCULOS DE TRANSFORMAÇÃO	ANUAL
LIMPEZA GERAL DOS CUBÍCULOS DE TRANSFORMAÇÃO	ANUAL
LIMPEZA GERAL DA CARÇAÇA MERTÁLICA DO TRANSFORMADOR, UTILIZANDO AR COMPRIMIDO	ANUAL
INSPEÇÃO VISUAL DA PINTURA DO TRANSFORMADOR, RETOCANDO CASO NECESSÁRIO	ANUAL
INSPEÇÃO VISUAL E LIMPEZA DE MUFLAS E BUCHAS DO TRANSFORMADOR, SUBSTITUINDO EM CASO DE RACHADURAS	ANUAL
REAPERTO E TESTE DE CONTINUIDADE NO SISTEMA DE COMANDO DO RELÉ TÉRMICO	ANUAL
INSPEÇÃO DO ATERRAMENTO DO TRANSFORMADOR	ANUAL
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DOS ENROLAMENTOS	ANUAL
MEDIÇÃO E REGISTRO DA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO	ANUAL
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO	ANUAL

Fonte: Autor.

Os ensaios de resistência de isolamento devem ser feitos sob a maior tensão possível, estando esta entre o intervalo de 1 a 15 kV, e a resistência de isolamento dos transformadores deve ser, a 75°, no mínimo igual à representada na tabela 20, que apresenta valores encontrados utilizando a equação (6).

Tabela 20: Resistência mínima de isolamento dos enrolamentos dos transformadores presentes na SE Hapvida nova sede.

POTÊNCIA	TIPO DE ISOLAÇÃO	RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO MÍNIMA/ENROLAMENTO (MΩ)
300 kVA	À SECO	13,63636364
750 kVA	À SECO	5,769230769

Fonte: Autor.

5.3.2. Relé

Os procedimentos de manutenção no relé de média tensão estão descritos na tabela 21.

Tabela 21: Serviços aplicáveis ao relé de média tensão da SE Hapvida nova sede.

SERVIÇO	PERIODICIDADE
LIMPEZA DO PAINEL E DA PARTE INTERNA DO CUBÍCULO DO RELÉ	ANUAL
CONFERÊNCIA DOS VALORES DE PARAMETRIZAÇÃO	ANUAL
CONFERÊNCIA DOS REGISTROS DE FALHA	ANUAL
INSPEÇÃO E REAPERTO DAS CONEXÕES DE FORÇA E COMANDO	ANUAL

Fonte: Autor.

É importante ressaltar que o painel do relé pode ser limpo durante qualquer manutenção na subestação, e os registros devem ser conferidos após o acontecimento de qualquer tipo de desligamento automático.

5.3.3. Chaves Seccionadoras

Os procedimentos de manutenção realizados nas chaves seccionadoras estão descritos na tabela 22.

Tabela 22: Serviços aplicáveis às chaves seccionadoras de média tensão da SE Hapvida nova sede.

SERVIÇO	PERIODICIDADE
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE CONTATO	ANUAL
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO	ANUAL
VERIFICAÇÃO DA ABERTURA E FECHAMENTO DA CHAVE SECCIONADORA	ANUAL
VERIFICAÇÃO DA SIMULTANEIDADE DE ABERTURA E FECHAMENTO DE FASES	ANUAL
VERIFICAR ESTADO DOS CONTATOS E REALIZAR LIMPEZA	ANUAL
INSPEÇÃO E REAPERTO DAS CONEXÕES DE FORÇA	ANUAL
REAPERTAR, LIMPAR E LUBRIFICAR SISTEMA DE ABERTURA E FECHAMENTO	ANUAL
REALIZAR LIMPEZA GERAL DO CUBÍCULO	ANUAL

Fonte: Autor.

5.3.4. Disjuntor de Média Tensão

Os procedimentos de manutenção realizados no disjuntor de média tensão estão descritos na tabela 23.

Tabela 23: Serviços aplicáveis ao disjuntor de média tensão da SE Hapvida nova sede.

SERVIÇO	PERIODICIDADE
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE CONTATO	ANUAL
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO	ANUAL
VERIFICAÇÃO DA ABERTURA E FECHAMENTO DO DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO	ANUAL
VERIFICAÇÃO DA SIMULTANEIDADE DE ABERTURA E FECHAMENTO DE FASES	ANUAL
VERIFICAR ESTADO DOS CONTATOS E REALIZAR LIMPEZA	ANUAL
REAPERTAR, LIMPAR E LUBRIFICAR SISTEMA DE ABERTURA E FECHAMENTO	ANUAL
REAPERTAR E TESTAR CONTINUIDADE DE TODOS OS BORNES DE COMANDO	ANUAL
INSPEÇÃO E REAPERTO DAS CONEXÕES DE FORÇA E COMANDO	ANUAL
TESTAR ABERTURA POR TRIP, CURTO-CIRCUITANDO OS BORNES	ANUAL
VERIFICAR O ESTADO DAS MOLAS DE CARREGAMENTO	ANUAL
REALIZAR LIMPEZA GERAL DO CUBÍCULO	ANUAL

Fonte: Autor.

5.3.5. Para-raios

Os procedimentos de manutenção realizados no para-raios estão descritos na tabela 24.

Tabela 24: Serviços aplicáveis ao para-raios da SE Hapvida nova sede.

SERVIÇO	PERIODICIDADE
MEDIÇÃO E REGISTRO DA RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO	ANUAL
VERIFICAÇÃO DOS ISOLADORES, SUBSTITUIR EM CASO DE TRINCAS E RACHADURAS	ANUAL
LIMPEZA DO CORPO DO PARA-RAIOS	ANUAL
REAPERTO DOS CONECTORES	ANUAL
REALIZAR LIMPEZA GERAL DO CUBÍCULO	ANUAL

Fonte: Autor.

5.3.6. Transformadores de Instrumentos

Os procedimentos de manutenção realizados nos transformadores de instrumentos estão descritos na tabela 25.

Tabela 25: Serviços aplicáveis aos transformadores de instrumentos da SE Hapvida nova sede.

SERVIÇO	PERIODICIDADE
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO	ANUAL
LIMPEZA DO CORPO DO TRANSFORMADOR	ANUAL
REAPERTO DE TODAS AS CONEXÕES ELÉTRICAS	ANUAL
CONFERIR FIXAÇÃO E REAPERTAR PARAFUSOS CASO NECESSÁRIO	ANUAL
REALIZAR LIMPEZA GERAL DO CUBÍCULO	ANUAL

Fonte: Autor.

5.3.7. Cabos de Média Tensão

Os procedimentos de manutenção realizados nos cabos de média tensão resumem-se em dois serviços: a verificação visual do comprimento do cabo, que deve ser feita retirando a canaleta de proteção no piso, em busca de indícios de aquecimento ou pontos feridos, e a medição e registro da resistência de isolamento. É importante ressaltar que o ensaio deve ser realizado utilizando a classe de tensão nominal do cabo.

5.4. Manutenções Periódicas

5.4.1. Manutenção Semanal

Há rotinas de manutenção que podem ser feitas semanalmente com o intuito de impedir pequenos imprevistos e coletar dados para um diagnóstico de acompanhamento a longo prazo de certos equipamentos.

Os procedimentos de manutenção que devem ser realizados semanalmente na SE Hapvida nova sede estão listados na tabela 26.

Tabela 26: Serviços de manutenção semanais da SE Hapvida nova sede.

PROFISSIONAL RESPONSÁVEL:	DATA DA REALIZAÇÃO:		
	TELEFONE PARA CONTATO:		
SERVIÇO			
MANUTENÇÃO PREDIAL			
INSPEÇÃO VISUAL DAS PAREDES E TETO, EM BUSCA DE INFILTRAÇÕES			
INSPEÇÃO VISUAL DAS PORTAS E FECHOS, LUBRIFICAR DOBRADIÇAS E SUBSTITUIR CADEADO QUANDO POSSÍVEL E NECESSÁRIO			
LIMPEZA DA ÁREA DE TRÂNSITO DA SUBESTAÇÃO E DESOBSTRUÇÃO DESTA, CASO NECESSÁRIO			
MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO			
INSPEÇÃO VISUAL DE EXTINTORES DE INCÊNDIO (LACRE, DEFORMAÇÕES NO CILINDRO, VAZAMENTO)			
INSPEÇÃO VISUAL DE LUMINÁRIAS DE EMERGÊNCIA (VERIFICAR SE ESTÃO CONECTADAS À TOMADA)			
MANUTENÇÃO DA INFRAESTRUTURA ELÉTRICA			
REGISTRAR TEMPERATURA DOS ENROLAMENTOS DOS TRÊS TRANSFORMADORES			
TRANSFORMADOR 1	TE1:	TE2:	TE3:
TRANSFORMADOR 2	TE1:	TE2:	TE3:
TRANSFORMADOR 3	TE1:	TE2:	TE3:
REGISTRAR VALORES DE TENSÃO E CORRENTE DOS QGBTS			
QGBT A.C.	V1:	V2:	V3:
	A1:	A2:	A3:
QGBT ESSENCIAL	V1:	V2:	V3:
	A1:	A2:	A3:

Fonte: Autor.

5.4.2. Manutenção Mensal

Os procedimentos de manutenção que devem ser realizados mensalmente na SE Hapvida nova sede estão listados na tabela 27.

Tabela 27: Serviços de manutenção mensais da SE Hapvida nova sede.

PROFISSIONAL RESPONSÁVEL:	DATA DA REALIZAÇÃO:		
	TELEFONE PARA CONTATO:		
SERVIÇO			
MANUTENÇÃO PREDIAL			
INSPEÇÃO VISUAL DE ALAMBRADOS E ESTRUTURAS METÁLICAS, BUSCANDO DANOS OU INDÍCIOS DE FERRUGEM, REPARAR/PINTAR QUANDO POSSÍVEL			
INSPEÇÃO VISUAL DE JANELAS E COMBOGÓS, BUSCANDO AVARIAS NA ALVENARIA E/OU GRADE DE PROTEÇÃO, REPARAR QUANDO POSSÍVEL			
INSPEÇÃO VISUAL DE PLACAS SINALIZADORAS DE "PERIGO" EM TAMPAS DE QUADROS E PORTAS DE CUBÍCULOS, SUBSTITUIR EM CASO DE ILEGIBILIDADE			
MANUTENÇÃO DO SISTEMA DE COMBATE A INCÊNDIO			
ANOTAR TIPO, TAMANHO, E DATA DE VALIDADE DOS EXTINTORES PRESENTES NA SUBESTAÇÃO			
EXTINTOR 01	TIPO:	TAMANHO:	VALIDADE:
EXTINTOR 02	TIPO:	TAMANHO:	VALIDADE:
EXTINTOR 03	TIPO:	TAMANHO:	VALIDADE:
TESTE DE LUMINÁRIAS DE EMERGÊNCIA (RETIRAR DA TOMADA E CHECAR FUNCIONAMENTO)			
INSPEÇÃO DE PLACAS DE SAÍDA DE EMERGÊNCIA, ROTA DE FUGA E EXTINTOR DE INCÊNDIO, SUBSTITUIR EM CASO DE ILEGIBILIDADE			

Fonte: Autor.

5.4.3. Manutenção Semestral

Os procedimentos de manutenção que devem ser realizados semestralmente na SE Hapvida nova sede estão listados na tabela 28.

Tabela 28: Serviços de manutenção semestrais da SE Hapvida nova sede,

PROFISSIONAL RESPONSÁVEL:	DATA DA REALIZAÇÃO:		
	TELEFONE PARA CONTATO:		
SERVIÇO			
MANUTENÇÃO DA INFRAESTRUTURA ELÉTRICA			
REALIZAR ENSAIO DE TERMOVISÃO NA SUBESTAÇÃO			

Fonte: Autor.

5.4.4. Manutenção Anual

Os procedimentos de manutenção que devem ser realizados semestralmente na SE Hapvida nova sede estão listados na tabela 29.

Tabela 29: Serviços de manutenção anuais da SE Hapvida nova sede.

PROFISSIONAL RESPONSÁVEL:		DATA DE REALIZAÇÃO:		
		TELEFONE PARA CONTATO:		
SERVIÇO				
MANUTENÇÃO PREDIAL				
REALIZAR LIMPEZA DE CALHAS E LEITOS AÉREOS UTILIZANDO AR COMPRIMIDO				
REALIZAR LIMPEZA DE CALHAS DE PASSAGEM DE FIAÇÃO ELÉTRICA SUBTERRÂNEA DE MÉDIA TENSÃO UTILIZANDO AR COMPRIMIDO				
REALIZAR LIMPEZA E MANUTENÇÃO NOS ELEMENTOS DO CUBÍCULO DE TRANSFORMAÇÃO (LUBRIFICAÇÃO DE DOBRADIÇAS, PINTURA DE GRADIS, ALAMBRADOS E ESTRUTURAS METÁLICAS)				
MANUTENÇÃO DA INFRAESTRUTURA ELÉTRICA				
QUADROS ELÉTRICOS DE BAIXA TENSÃO				
REALIZAR ANÁLISE DE ENERGIA ELÉTRICA DE TODOS OS QGBTS DA SUBESTAÇÃO				
REALIZAR REAPERTO E LIMPEZA DE BARRAMENTOS E CONECTORES DE DISJUNTORES				
REALIZAR REAPERTO, LIMPEZA E TESTE DE CONTINUIDADE DOS SISTEMAS DE COMANDO E MEDIÇÃO DE GRANDEZAS ELÉTRICAS				
TRANSFORMADORES DE POTÊNCIA				
LIMPEZA GERAL DA CARÇAÇA DO TRANSFORMADOR, UTILIZANDO AR COMPRIMIDO				
INSPEÇÃO VISUAL DA PINTURA DO TRANSFORMADOR, RETOCANDO CASO POSSÍVEL E NECESSÁRIO				
INSPEÇÃO VISUAL E LIMPEZA DE MUFLAS E BUCHAS DO TRANSFORMADOR, SUBSTITUINDO EM CASO DE TRINCAS, RACHADURAS OU OUTROS PROBLEMAS NA ISOLAÇÃO				
REAPERTO, LIMPEZA E TESTE DE CONTINUIDADE DO SISTEMA DE COMANDO DO RELÉ TERMICO				
INSPEÇÃO DO CABO DE COBRE NU DE ATERRAMENTO DO TRANSFORMADOR				
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DOS ENROLAMENTOS				
TRAFO 01	H1-H3:	H2-H1:	H2-H3:	
	X1-X0:	X2-X0:	X3-X0:	
TRAFO 02	H1-H3:	H2-H1:	H2-H3:	
	X1-X0:	X2-X0:	X3-X0:	
TRAFO 03	H1-H3:	H2-H1:	H2-H3:	
	X1-X0:	X2-X0:	X3-X0:	
MEDIÇÃO E REGISTRO DA RELAÇÃO DE TRANSFORMAÇÃO				
TRAFO 01	ENROLAMENTO 1	ENROLAMENTO 2	ENROLAMENTO 3	RTT
	H1-H3:	H2-H1:	H2-H3:	
	X1-X0:	X2-X0:	X3-X0:	
	RTM:	RTM:	RTM:	
TRAFO 02	ENROLAMENTO 1	ENROLAMENTO 2	ENROLAMENTO 3	RTT
	H1-H3:	H2-H1:	H2-H3:	

	X1-X0:	X2-X0:	X3-X0:	
	RTM:	RTM:	RTM:	
TRAFO 03	ENROLAMENTO 1	ENROLAMENTO 2	ENROLAMENTO 3	RTT
	H1-H3:	H2-H1:	H2-H3:	
	X1-X0:	X2-X0:	X3-X0:	
	RTM:	RTM:	RTM:	
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO				
TRAFO 01	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	IA:
				IB:
TRAFO 02	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	IA:
				IB:
TRAFO 03	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	IA:
				IB:
RELÉ DE PROTEÇÃO				
REALIZAR LIMPEZA DO PAINEL E DA PARTE INTERNA DO CUBÍCULO BLINDADO				
CONFERIR VALORES DE PARAMETRIZAÇÃO				
CONFERIR REGISTROS DE FALHA				
REALIZAR REAPERTO, LIMPEZA E TESTE DE CONTINUIDADE NOS SISTEMAS DE ALIMENTAÇÃO E COMANDO DO RELÉ				
CHAVES SECCIONADORAS				
VERIFICAÇÃO DA ABERTURA E FECHAMENTO DA CHAVE SECCIONADORA				
VERIFICAÇÃO DA SIMULTANEIDADE DE OPERAÇÃO DE ABERTURA E FECHAMENTO				
INSPEÇÃO E LIMPEZA DOS CONTATOS FIXOS E MÓVEIS				
INSPEÇÃO, LIMPEZA E REAPERTO DAS CONEXÕES ELÉTRICAS				
INSPEÇÃO, LIMPEZA, REAPERTO E LUBRIFICAÇÃO DO SISTEMA DE ALAVANCA DE ABERTURA E FECHAMENTO				
LIMPEZA GERAL DO CUBÍCULO BLINDADO				
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE CONTATO				
CHAVE 01	RA:	RB:	RC:	
CHAVE 02	RA:	RB:	RC:	
CHAVE 03	RA:	RB:	RC:	
CHAVE 04	RA:	RB:	RC:	
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO				
CHAVE 01	RA:	RB:	RC:	
CHAVE 02	RA:	RB:	RC:	
CHAVE 03	RA:	RB:	RC:	
CHAVE 04	RA:	RB:	RC:	
DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO				
VERIFICAÇÃO DA ABERTURA E FECHAMENTO DO DISJUNTOR				
VERIFICAÇÃO DA SIMULTANEIDADE DE OPERAÇÃO DE ABERTURA E FECHAMENTO				
INSPEÇÃO E LIMPEZA DOS CONTATOS FIXOS E MÓVEIS				
INSPEÇÃO, LIMPEZA, REAPERTO E LUBRIFICAÇÃO DO SISTEMA DE ABERTURA E FECHAMENTO				
REAPERTO, LIMPEZA E TESTE DE CONTINUIDADE DOS BORNES DE COMANDO				
VERIFICAÇÃO, REAPERTO E LIMPEZA DAS CONEXÕES ELÉTRICAS DE FORÇA				

TESTAR ABERTURA POR ACIONAMENTO DE TRIP, CURTO-CIRCUITANDO BORNES DE COMANDO				
VERIFICAR ESTADO DA MOLA DE CARREGAMENTO				
LIMPEZA GERAL DO CUBÍCULO BLINDADO				
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE CONTATO				
DISJUNTOR	RA:	RB:	RC:	
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO				
DISJUNTOR	RA:	RB:	RC:	
PARA-RAIOS				
INSPEÇÃO VISUAL E LIMPEZA DOS ISOLADORES E DO CORPO DO PARA-RAIOS, SUBSTITUINDO EM CASO DE TRINCAS, RACHADURAS OU OUTROS PROBLEMAS NA ISOLAÇÃO				
VERIFICAÇÃO, REAPERTO E LIMPEZA DAS CONEXÕES ELÉTRICAS DE FORÇA				
LIMPEZA GERAL DO CUBÍCULO BLINDADO				
MEDIÇÃO E REGISTRO DA RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO				
RESISTÊNCIA DE ISOLAMENTO:				
TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTOS				
VERIFICAÇÃO, REAPERTO E LIMPEZA DAS CONEXÕES ELÉTRICAS				
INSPEÇÃO E LIMPEZA DO CORPO DO TRANSFORMADOR				
INSPEÇÃO, LIMPEZA E REAPERTO DE FIXAÇÃO NO CUBÍCULO BLINDADO				
LIMPEZA GERAL DO CUBÍCULO BLINDADO				
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO				
TC 01	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	
TC 02	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	
TC 03	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	
TP 01	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	
TP 02	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	
TP 03	R Alta-Massa:	R Baixa-Massa:	R Alta-Baixa:	
CABOS DE MÉDIA TENSÃO				
INSPEÇÃO VISUAL POR TODA A EXTENSÃO DO CABO, ONDE POSSÍVEL, BUSCANDO POR INDÍCIOS DE SUPERAQUECIMENTO OU ISOLAÇÃO FERIDA/PREJUDICADA				
MEDIÇÃO E REGISTRO DAS RESISTÊNCIAS DE ISOLAMENTO				
DEVIDO À QUANTIDADE DE CABOS, REALIZAR REGISTRO EM FOLHA À PARTE				
SISTEMA DE ATERRAMENTO				
CONFERIR CABOS DE COBRE NU (OU EM ISOLAÇÃO VERDE) ATERRANDO TODOS OS QUADROS ELÉTRICOS, PAINÉIS BLINDADOS, EQUIPAMENTOS ELÉTRICOS, ALAMBRADOS E DEMAIS ESTRUTURAS METÁLICAS EXISTENTES NA SUBESTAÇÃO				
REALIZAR INSPEÇÃO, REAPERTO E LIMPEZA DE TODOS OS PONTOS DE CONEXÃO DE ATERRAMENTO				
REALIZAR INSPEÇÃO, REAPERTO E LIMPEZA DO BARRAMENTO DE EQUIPOTENCIALIZAÇÃO				
REALIZAR MEDIÇÃO DE RESISTÊNCIA DE ATERRAMENTO				
R ATERRAMENTO	M1:	M2:	M3:	MÉDIA:

Fonte: O Autor.

5.5. Cronograma de Manutenção

Sugere-se, portanto a adoção do cronograma de manutenção disponível na tabela 30, a ter datas específicas definidas pela equipe de manutenção de acordo com a disponibilidade de equipamentos e pessoal.

Tabela 30: Cronograma de manutenção

CRONOGRAMA DE MANUTENÇÃO				
JAN	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
FEV	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
MAR	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
ABR	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
MAI	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
JUN	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL	MANUT SEMESTRAL	MANUT ANUAL
JUL	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
AGO	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
SET	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
OUT	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
NOV	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL		
DEZ	MANUT SEMANAL	MANUT MENSAL	MANUT SEMESTRAL	

Fonte: O Autor.

5.6. Análise do relatório de Análise de Energia Elétrica

Durante a elaboração deste estudo, fora instalado um analisador de energia elétrica nos QGBTs do prédio principal, referentes aos dois transformadores de 750 kVA. Os relatórios gerados pelo equipamento *Fluke 435 Power Quality Analyzer* encontram-se em anexo a este estudo.

Os horários de maior recorrência de altos valores de carga são, para o QGBT de alimentação de equipamentos de refrigeração de ar, entre 14 e 15 horas, à exceção de eventuais picos de potência em virtude de start-up de máquinas no início do expediente, e para o QGBT de alimentação de cargas essenciais a curva se mantém em um patamar quase constante durante todo o horário de operação do prédio comercial. Sugere-se, portanto, a execução de ensaios de termovisão nos horários entre 14 e 15 horas da tarde, de forma a inspecionar os equipamentos sob

o maior estresse possível.

O nível de distorção harmônica de corrente do QGBT Essencial chega a picos de 31%, enquanto o de tensão chega a 3,99%. Enquanto os níveis de taxa de distorção harmônica de tensão estão “apenas” muito próximos do limite de 5% definido pela *IEEE 519-2014 – IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems*, os níveis de distorção na corrente ultrapassam até mesmo os limites mais altos da referida norma, de 20% em caso de corrente de curto circuito mais de 1000 vezes maior que corrente de carga.

Sugere-se, portanto, a implementação de filtros para reduzir o nível de taxa de distorção harmônica da instalação. O QGBT de cargas de refrigeração sofre com o mesmo tipo de problema, entretanto devido às cargas menos sensíveis a variações causadas por elevadas taxas de distorção harmônicas, a implementação de filtros é menos necessária.

Por fim, não ocorreram quedas ou elevações efetivamente preocupantes de tensão ou corrente, e ambos os transformadores operam sob cargas baixas.

6. Conclusões

No decorrer deste trabalho foram apresentados diversos procedimentos, ensaios e serviços passíveis de execução em uma subestação de energia elétrica de classe de tensão 15 kV, regidos por diferentes normas, critérios e bibliografias. Estes regentes dos procedimentos mudam constantemente ao longo do tempo, tornando a prestação de serviços bastante volátil, obrigando o profissional do meio a manter-se atualizado às tendências de mercado.

Por se tratar da avaliação e acompanhamento de diversos parâmetros de um leque de equipamentos e dispositivos, o engenheiro de manutenção se depara com vários conceitos fundamentais à engenharia elétrica, e por se tratarem de instalações prontas e em operação, as práticas de manutenção andam de braços dados às práticas de segurança.

Durante a elaboração deste trabalho, foram utilizados conhecimentos adquiridos externamente à universidade, tanto no dia-a-dia de empresas atuantes no ramo no mercado de trabalho, quanto em cursos preparatórios fornecidos em empresas do ramo. Acredita-se, entretanto, que a universidade detém o papel de formar profissionais capacitados também ao ramo de manutenção, detectando assim uma oportunidade de melhoria na grade curricular, havendo o acréscimo de disciplinas específicas voltadas a este ramo de atuação.

Desta forma, é de se destacar que não há qualquer artigo ou trabalho acadêmico definido como o guia definitivo para a realização de manutenções, sejam estas em subestações ou em outros tipos de instalações, visto que a própria volatilidade das tecnologias e do campo de engenharia em geral tornam a área de manutenção uma metamorfose ambulante.

Ainda assim, é necessária a introdução de novos profissionais ao ramo, e os procedimentos abordados neste trabalho podem sofrer alterações no futuro, mas ainda assim manter-se-ão dentro dos conceitos gerais de eletricidade. Dessa forma, este estudo traz um exemplo de escolha dos procedimentos aplicados a uma subestação real e elaboração de cronograma, de forma que o então acadêmico de engenharia entenda que este é o invariável papel do engenheiro do ramo.

Por fim, é proposto como estudo futuro o projeto de filtros capazes de diminuir os índices de distorção harmônica de tensão e corrente da edificação.

BIBLIOGRAFIA

Ministério Público do Trabalho NR 10 – **Segurança em instalações e serviços em eletricidade**. 2004.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 14039: **Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV**. Rio de Janeiro, 2005.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5410: **Instalações elétricas de baixa tensão**. Rio de Janeiro, 2004.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 5462: **Confiabilidade e manutenibilidade**. Rio de Janeiro, 1994.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 10576: **Óleo mineral isolante de equipamentos elétricos – Diretrizes para supervisão e manutenção**. Rio de Janeiro, 2017.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 15749: **Medição de resistência de aterramento e de potenciais na superfície do solo em sistemas de aterramento**. Rio de Janeiro, 2009.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 7070: **Amostragem de gases e óleo mineral isolante de equipamentos elétricos e análise dos gases livres e dissolvidos**. Rio de Janeiro, 2006.

ABNT. Associação Brasileira de Normas Técnicas. NBR 15763: **Ensaio não destrutivo – Termografia – Critérios de definição e periodicidade da inspeção em sistemas elétricos de potência**. Rio de Janeiro, 2009.

DE OLIVEIRA, J. C.; COGO, J. R.; ABREU, J. P.; **Transformadores Teoria e Ensaio**. São Paulo: Edgard Blucher, 1984.

CARAMALHO, Alberto. **25 anos em termografia**. [S. l.]: Bubok, 2012.

VIANA, Herbert Ricardo Garcia. **PCM, Planejamento e Controle da Manutenção**. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2006.

Barros, B. F., & Gedra, R. L. **Cabine Primária: Subestações de alta tensão de consumidor**. São Paulo: Érica, 2009.

GT A2.05. **Guia de manutenção para transformadores de potência**. CIGRE Brasil – Grupo de Trabalho A2.05, 2013.

IEC. *International Electrotechnical Commission*. **IEC 62-1995 IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Electric Power Apparatus – Part 1: Oil Filled Power Transformers, Regulations, and Reactors**. Gêneva, 1995

IEC. International Electrotechnical Commission. **IEC 60599-2015 Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis**. Gêneva, 2015

IEC. Institute of Electrical and Electronics Engineers. **IEEE 519-2014 – IEEE Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. Nova York, 2014

ANEXO A – APR SE HAPVIDA NOVA SEDE

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

LOCAL: SE HAPVIDA NOVA SEDE

DATA:

EQUIPE:

PREVISÃO DE INÍCIO:

PÁG.:

PREVISÃO DE TÉRMINO:

1/8

DESCRIÇÃO DO TRABALHO QUE SERÁ REALIZADO:

- MANUTENÇÃO ELETRICA DA SUBESTAÇÃO DA UNIDADE

EQUIPAMENTOS DE PROTEÇÃO INDIVIDUAL / COLETIVOS RECOMENDADOS:

* BOTINA DE COURO COM ISOLAÇÃO, CAPACETE, OCULOS DE SEGURANÇA, LUVA DE ISOLAÇÃO 15KV, PROTETOR AURICULAR TIPO PLUG, TAPETE DE BORRACHA ISOLAÇÃO 15KV.

SEQÜÊNCIA DAS ETAPAS DE TRABALHO.	POTENCIAL DE ACIDENTES OU PERDAS.	PROCEDIMENTOS DE SEGURANÇA RECOMENDADOS / MEDIDAS PREVENTIVAS.
1. PREPARAÇÃO DE PESSOAL	1.1 – ACIDENTES CAUSADOS POR DESCONHECIMENTO DAS NORMAS	1.1.1.- ANTES DE INICIAR AS ATIVIDADES INFORMAR E ORIENTAR TODOS FUNCIONÁRIOS SOBRE AS TAREFAS A SEREM EXECUTADAS E OS RISCOS RELATIVOS AOS SERVIÇOS A SEREM REALIZADOS ATRAVES DO D.D.S. E ANALISE DE RISCO DA ATIVIDADE.
		1.1.2 – ORIENTAR OS FUNCIONÁRIOS QUANTO Á NECESSIDADE E A OBRIGATORIEDADE DO USO DOS EPI'S.
		1.1.3 – OS SERVIÇOS SO PODERÃO SER INICIADOS APÓS A LIBERAÇÃO DA ANLISE DE RISCO E TODOS FUNCIONÁRIOS ENVOLVIDOS TOMAR CONHECIMENTO DA MESMA.
		1.1.4 – MANTER O LOCAL LIMPO E ORGANIZADO DURANTE E APÓS OS SERVIÇOS.
2. PREPARAÇÃO E TRANSPORTE DE MATERIAIS	2.1. – QUEDA DO MESMO NIVEL E DIFERENTE NIVEL	2.2.2 – VERIFICAR AS CONDIÇÕES DO PISO E SE NÃO HÁ OBJETOS NOS LOCAIS E NO TRAJETO QUE POSSAM CAUSAR QUEDAS.
		2.2 – BATIDA CONTRA
		2.2.1 – OBSERVAR ATENTAMENTE O TRAJETO A SER PECORRIDO, ELIMANDO POSSIVEIS INTERFERFERENCIAS, MANTENDO SEMPRE LIVRE O CAMPO VISUAL DE MOVIMENTAÇÃO.
		2.3 – ESFORÇO FÍSICO
	2.4 – ESFORÇOS FISICOS EXCESSIVOS	2.3.1 – O LEVATAMENTO E TRANSPORTE E DESCARGA DE MATERIAIS FEITOS MANUALMENTE, DEVERÃO SER EXECUTADOS DE FORMA QUE O ESFORÇO FÍSICO REALIZADO PELO TRABALHADOR SEJA COMPATIVEL COM SUA CAPACIDADE DE FORÇA E NÃO COMPROMETA SUA SAÚDE E SUA SEGURANÇA NO TRABALHO.
		2.4.1 – AO BAIXAR E OU LEVANTAR-SE COM CARGA, FLEXIONAR SOMENTE OS MUSCULOS DAS PERNAS E MANTER A COLUNA ERETA.

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELA ÁREA

SUPERVISOR

EXECUTANTE (S)

NOME / ASSINATURA

NOME / ASSINATURA

NOME / ASSINATURA

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

LOCAL: SE HAPVIDA NOVA SEDE

DATA:

EQUIPE:

PREVISÃO DE INÍCIO:

PÁG.:

2/8

PREVISÃO DE TÉRMINO:

SEQUÊNCIA DAS ETAPAS DE TRABALHO.	POTENCIAL DE ACIDENTES OU PERDAS.	PROCEDIMENTOS DE SEGURANÇA RECOMENDADOS / MEDIDAS PREVENTIVAS.
	2.5 – PRENSAGEM	2.5.1 – MANTER ATENÇÃO PARA NÃO EXPOR PARTES DO CORPO SOB OU SOBRE AS PEÇAS
3 – ACESSO AO LOCAL DE TRABALHO	3.1 – ATROPELAMENTO CAUSADO POR VEICULO	3.1.1 – TER ATENÇÃO AO TRANSITAR NA AREA, OBDECER AS SINALIZAÇÕES
	3.2 – QUEDA DE MESMO NIVEL E NIVEL DIFERENTE	3.2.1 -OBDECER AS SINALIZAÇÕES E NÃO CORRER. SUBIR ESCADAS USANDO OS DEGRAUS SEM OS PULAR E FAZER SEMPRE USO DOS CORRIMÃOS
4 – MANUTENÇÃO ELETRICA	4.1 – QUEDA DE MATERIAL/ FERRAMENTAS	4.1.1 – MANTER AS FERRAMENTAS AMARRADAS
4.1 – RAMAL DE ENTRADA		4.1.2 – ISOLAR E SINALIZAR AREA DE TRABALHO
4.1.1 – Verificar a presença de água ou umidade nos dutos.		4.1.3 – FAZER INSPEÇÃO NAS FERRAMENTAS E EQUIPAMENTOS DE GUINDAR ANTES DE INICIAR AS ATIVIDADES.
4.1.2 – Limpar as mufas, isoladores e para-raios, verificando trincas e rachaduras, substituindo se necessário.	4.2 – PRENSAMENTO	4.2.1 – NÃO DEIXAR MEMBROS EXPOSTOS, OU SOB O ELEVADOR / MATERIAL
4.1.3 – Verificar as armações de sustentação das mufas, verificando as fixações e a necessidade de retirada de ferrugens e pintura.		4.2.2 – TER SICRONISMO E BOA COMUNICAÇÃO
4.1.4 – Inspeccionar as caixas de passagem, efetuando a limpeza e retirada de materiais estranhos.	4.3 – RUIDO	4.3.1 – FAZER USO DE PROTETOR AURICULAR DURANTE AS ATIVIDADES COM MÁQUINAS ROTATIVAS DE ALTA EMISSÃO DE RUÍDO.
4.2 – SECCIONADORA DE AT	4.4 – QUEDA DE FUNCIONÁRIO	4.4.1 – FAZER USO DE CINTO SEGURANÇA COM DOIS TABARTES FIXO NO PONTO ACIMA DA CABEÇA QUANDO NECESSÁRIO SUBIR ACIMA DE 2 METROS.
4.2.1 – Limpar cuidadosamente todo o conjunto, lubrificando as articulações.		

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELA ÁREA

SUPERVISOR

EXECUTANTE (S)

NOME / ASSINATURA

NOME / ASSINATURA

NOME / ASSINATURA

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

LOCAL: SE HAPVIDA NOVA SEDE

DATA:

EQUIPE:

PREVISÃO DE INÍCIO:

PÁG.:

PREVISÃO DE TÉRMINO:

3/8

SEQÜÊNCIA DAS ETAPAS DE TRABALHO.	POTENCIAL DE ACIDENTES OU PERDAS.	PROCEDIMENTOS DE SEGURANÇA RECOMENDADOS / MEDIDAS PREVENTIVAS.
4.2.2 – Operar e alinhar o fechamento dos contatos.	4.5 – ESFORÇO FISICO	4.5.1 – AO LEVANTAR PESO FLEXIONAR AS PERNAS E MANTER A COLUNA ERETA
4.2.3 – Verificar o estado geral das facas e contatos, eliminando focos de corrosão e efetuando a limpeza com produto adequado (spray).		4.5.2 – FAZER USO DE EQUIPAMENTO DE GUINDAR (CATRACA, TIFOR, TALHAS, ETC.)
4.2.4 – Ajustar os limites da abertura e fechamento.	4.6 - AGRESSÃO AO MEIO AMBIENTE	4.6.1 – MANTER O LOCAL LIMPO E ORGANIZADO
4.2.6 – Examinar as articulações, pinos, molas e travas.		4.6.2 – FAZER COLETA SELETIVA CONFORME PROCEDIMENTO.
4.2.7 – Verificar as condições dos isoladores e suportes, substituindo, se for o caso.	4.7 – PROJEÇÃO DE PARTICULAS / FAGULHAS	4.7.1 – FAZER USO DE OCULOS DE SEGURANÇA / PROTETOR FACIAL
4.2.8 – Verificar a fixação do conjunto, executando os reapertos e/ou reforços necessários.	4.8 – CHOQUE ELETRICO	4.8.1 – FICA PROIBIDO PRESTAR MANUTENÇÃO EM EQUIPAMENTO ENERGIZADO
4.2.9. – Realizar ensaios elétricos necessários e anotar valores encontrados.		4.8.2 – ANTES DE INICIAR A MANUTENÇÃO ELETRICA VERIFICAR AUSENCIA DE ENERGIA COM MULTÍMETRO, CHAVE TESTE OU CANETA TESTE
		4.8.3 – SOMENTE PROFISSIONAL HABILITADO (ELETRICISTA DE MANUTENÇÃO) PODERÁ EFETUAR DESLIGAMENTO (BLOQUEIO) DA REDE ELETRICA
4.3 – DISJUNTOR DE MT		4.8.4 – AUXILIAR DO ELETRICISTA NÃO PODERÁ LIGAR OU DESLIGAR EQUIPAMENTOS
4.3.1 – Limpar cuidadosamente todo o conjunto, procedendo ao reaperto das fixações e conexões.		4.8.5 – DEVERÁ O ELETRICISTA COLOCAR CARTÃO DE BLOQUEIO / CADEADO NA CHAVE GERAL E OU NO DISJUNTOR DO EQUIPAMENTO QUE FOR EFETUAR MANUTENÇÃO ANTES DE INICIAR AS ATIVIDADES.

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELA ÁREA _____	SUPERVISOR _____	EXECUTANTE (S) _____
NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

LOCAL: SE HAPVIDA NOVA SEDE

DATA:

EQUIPE:

PREVISÃO DE INÍCIO:

PÁG.:

4/8

PREVISÃO DE TÉRMINO:

SEQÜÊNCIA DAS ETAPAS DE TRABALHO.	POTENCIAL DE ACIDENTES OU PERDAS.	PROCEDIMENTOS DE SEGURANÇA RECOMENDADOS / MEDIDAS PREVENTIVAS.
4.3.2 – Verificar todas as partes metálicas, corrigindo focos de corrosão e/ou outros danos, efetuando retoques ou, se necessário, a pintura geral.		4.8.6 – NO EQUIPAMENTO QUE ESTIVER EM MANUTENÇÃO, DEVERÁ CONSTAR UMA PLACA DE ADVERTENCIA COM OS DIZERES (EQUIPAMENTO EM MANUTENÇÃO).
4.3.3 – Examinar mecanismos de operação, pinos, molas, braços e articulações.		4.8.7 – TODO EQUIPAMENTO EM MANUTENÇÃO DEVERÁ SER ISOLADO E SINALIZADO DURANTE A MANUTENÇÃO.
4.3.4 – Testar a operação manual e automática.		4.8.8 – TODO QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO E/OU DIJUNTOR DEVERÁ TER CADEADO
4.3.5 – Inspeccionar a integridade da fiação de comando, limpando e reapertando as conexões.		4.8.9 – A CHAVE DO QUADRO DE DISTRIBUIÇÃO FICARÁ NO PODER DO ELETRICISTA DE MANUTENÇÃO COM COPIA NO SETOR DE SEGURANÇA DO TRABALHO.
4.3.6 – Verificar o funcionamento e os indicadores da sinalização.		4.8.10 – TODOS QUADROS DE DISTRIBUIÇÃO DEVERÃO TER TAG E FICHA DE CHECK LIST.
4.3.9 – Limpar, alinhar e lubrificar os trilhos/rodízio/conexões do conjunto extraível	4.9 – QUEIMADURA/CHOQUE DEVIDO AO ARCO ELÉTRICO	4.9.1 – PARA EFETUAR ABERTURA E FECHAMENTO DE CHAVE FAÇA, DEVE-SE UTILIZAR VARA DE MANOBRA E LUVAS DE ISOLAÇÃO COM CLASSE DE TENSÃO DE 15 KV.
4.3.10. – Realizar ensaios elétricos necessários e anotar valores encontrados.		4.9.2 – PARA EFETUAR ABERTURA, FECHAMENTO, ATERRAMENTO OU CONEXÃO AO CIRCUITO DE CHAVE SECCIONADORA DEVE-SE ESTAR SOBRE TAPETE DE ISOLAÇÃO E UTILIZANDO LUVAS DE ISOLAÇÃO DE CLASSE DE TENSÃO DE NO MÍNIMO 15 KV.
		4.9.3 – PARA EFETUAR ABERTURA, FECHAMENTO, ATERRAMENTO OU CONEXÃO AO CIRCUITO DE DISJUNTOR DE MÉDIA TENSÃO DEVE-SE ESTAR SOBRE TAPETE DE ISOLAÇÃO E UTILIZANDO LUVAS DE ISOLAÇÃO DE CLASSE DE TENSÃO DE NO MÍNIMO 15 KV.
4.4 – TRANSFORMADOR		
4.4.1. – Desconectar todos os cabos de força conectados ao Transformador		

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELA ÁREA _____	SUPERVISOR _____	EXECUTANTE (S) _____
NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

LOCAL: SE HAPVIDA NOVA SEDE

DATA:

EQUIPE:

PREVISÃO DE INÍCIO:

PÁG.:

PREVISÃO DE TÉRMINO:

5/8

SEQÜÊNCIA DAS ETAPAS DE TRABALHO.	POTENCIAL DE ACIDENTES OU PERDAS.	PROCEDIMENTOS DE SEGURANÇA RECOMENDADOS / MEDIDAS PREVENTIVAS.
4.4.2. – Realizar quaisquer ensaios e procedimentos elétricos referentes ao equipamento		
4.4.3 – Reapertar todas as conexões elétricas e mecânicas da MT e BT.		
4.4.4 – Limpar cuidadosamente todo o conjunto, procedendo aos reapertos dos parafusos, conexões e terminais.		
4.4.5 – Inspeccionar o tanque, tampa e radiadores quanto a vazamento e ferrugens, eliminando os danos e focos de corrosão com tratamento apropriado e procedendo aos retoques de pintura.		
4.4.6 – Verificar a cordoalha e a conexão de aterramento da carcaça, eliminando focos de corrosão e executando reapertos.		
4.4.7 – Verificar as condições de sílica gel (cor), trocando se necessário.		
4.4.8 – Verificar o funcionamento e aferir os aparelhos de medição e indicadores.		
4.4.9 – Emitir relatório termográfico de toda a subestação.		
4.4.10 – Encaminhar ao setor de engenharia relatório com as análises e ensaios efetuados.		

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELA ÁREA _____	SUPERVISOR _____	EXECUTANTE (S) _____
NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

LOCAL: SE HAPVIDA NOVA SEDE

DATA:

EQUIPE:

PREVISÃO DE INÍCIO:

PÁG.:

PREVISÃO DE TÉRMINO:

6/8

SEQÜÊNCIA DAS ETAPAS DE TRABALHO.	POTENCIAL DE ACIDENTES OU PERDAS.	PROCEDIMENTOS DE SEGURANÇA RECOMENDADOS / MEDIDAS PREVENTIVAS.
4.4.11 – Executar, se necessário, a pintura geral.		
4.5 – ABERTURA DA CHAVE FACA DA ALIMENTAÇÃO DE MT DA INSTALAÇÃO		
4.5.1 – Abrir as chaves utilizando a vara de manobra e observando a seqüência correta de abertura das chaves, ou seja, deve-se abrir primeiro a chave da extremidade mais próxima da chave do meio, depois a chave da extremidade mais distante da chave do meio e, por último, a chave do meio.		
		OBSERVAÇÃO GERAL:
		<ul style="list-style-type: none"> DIVULGAR ESTA ANALISE DE RISCO PARA TODOS OS FUNCIONÁRIOS ENVOLVIDOS NA ATIVIDADES.
4.7 – FECHAMENTO DA CHAVE FACA DA ALIMENTAÇÃO DE MT DA INSTALAÇÃO		<ul style="list-style-type: none"> QUALQUER MUDANÇA NA ATIVIDADE COMUNICAR O TECNICO DE SEGURANÇA PARA COMPLEMENTAR NESTA ANÁLISE OU ELABORAR OUTRA ANÁLISE DE RISCO.
4.7.1 – Fechar as chaves utilizando a vara de manobra e observando a seqüência correta de fechamento das chaves, ou seja, deve-se fechar primeiro a chave do meio, seguida da extremidade mais distante à do meio e, por último, a mais próxima à do meio.		

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELA ÁREA	SUPERVISOR	EXECUTANTE (S)
_____	_____	_____
NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

LOCAL: SE HAPVIDA NOVA SEDE

DATA:

EQUIPE:

PREVISÃO DE INÍCIO:

PREVISÃO DE TÉRMINO:

PÁG.:

7/8

EQUIPAMENTOS E FERRAMENTAS NECESSÁRIOS

MEGÔMETRO;

TERRÔMETRO;

MICROHMÍMETRO;

FONTE DE TENSÃO AC;

TERMOVISOR;

COMPRESSOR DE AR;

MULTÍMETRO;

VARA DE MANOBRA CLASSE 15KV;

LUVAS DE BORRACHA CLASSE 15 KV;

FERRAMENTAS DE USO GERAL (ALICATE, CHAVES DE FENDA, RODA, BOCA, INGLESA, ETC.);

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELA ÁREA

SUPERVISOR

EXECUTANTE (S)

NOME / ASSINATURA

NOME / ASSINATURA

NOME / ASSINATURA

ANÁLISE PRELIMINAR DE RISCOS

LOCAL: SE HAPVIDA NOVA SEDE

DATA:

EQUIPE:

PREVISÃO DE INÍCIO:

PÁG.:

PREVISÃO DE TÉRMINO:

8/8

Os funcionários abaixo (assinados) estão cientes dos riscos constatado nesta APR, bem como das medidas preventivas a serem adotadas visando a prevenção de acidentes, bem como sanções em caso de não cumprimento das medidas recomendadas.

Nome / Função	Registro	Assinatura

ENGENHEIRO RESPONSÁVEL PELA ÁREA	SUPERVISOR	EXECUTANTE (S)
_____	_____	_____
NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA	NOME / ASSINATURA

ANEXO B – ANÁLISE DE ENERGIA SE HAPVIDA NOVA SEDE

Informação sobre o instrumento

Número do modelo	FLUKE 434/435
Número de série	N/D
Revisão de firmware	V02.10

Informações do software

Versão do Power Log	Classic 4.6
Versão FLUKE 345 DLL	11.20.2006
Versão FLUKE 430 DLL	1.1.0.12

Informação geral

Local de registro
Cliente
Notas

Resumo da medição

Topologia de medição	Modo 3Ø em estrela
Modo de aplicação	Logger (Registrador)
Primeiro registro	27/05/2019 14:43:03 406msec
Último registro	29/05/2019 14:43:03 406msec
Intervalo de registro	0h 10m 0s 0msec
Tensão Nominal	230 V
Corrente Nominal	N/D
Frequência Nominal	60 Hz

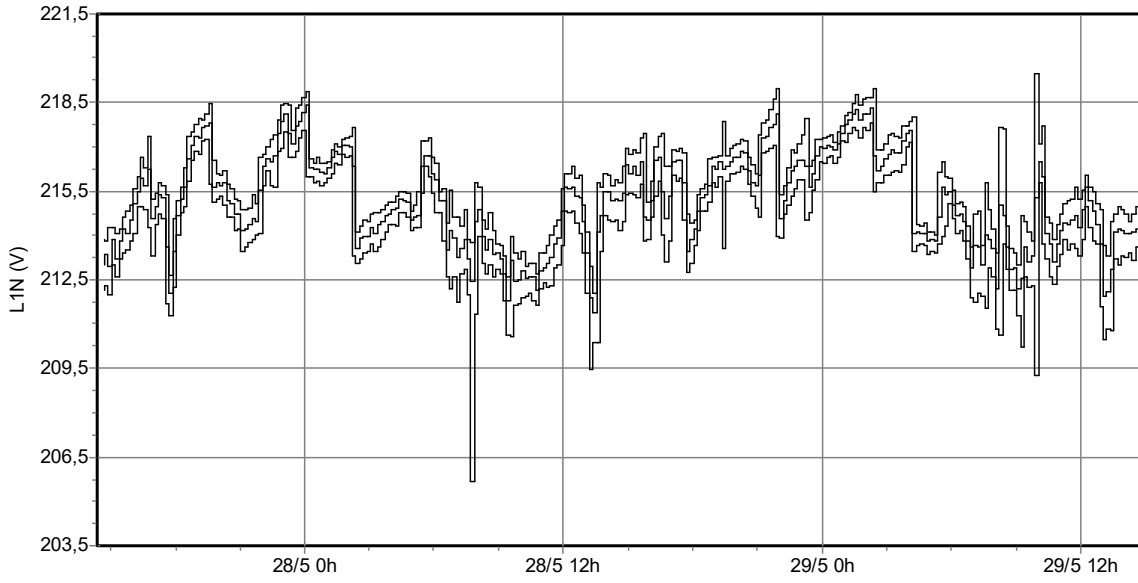
Resumo de gravação

Gravações de RMS	289
Gravações de DC	0
Gravações de frequência	289
Gravações de desequilíbrio	0
Gravações de harmônicas	0
Gravações de harmônicas de potência	0
Gravações de potência	289
Gravações de energia	0
Gravações de oscilação	0
Gravações de sinalização principal	0

Resumo de eventos

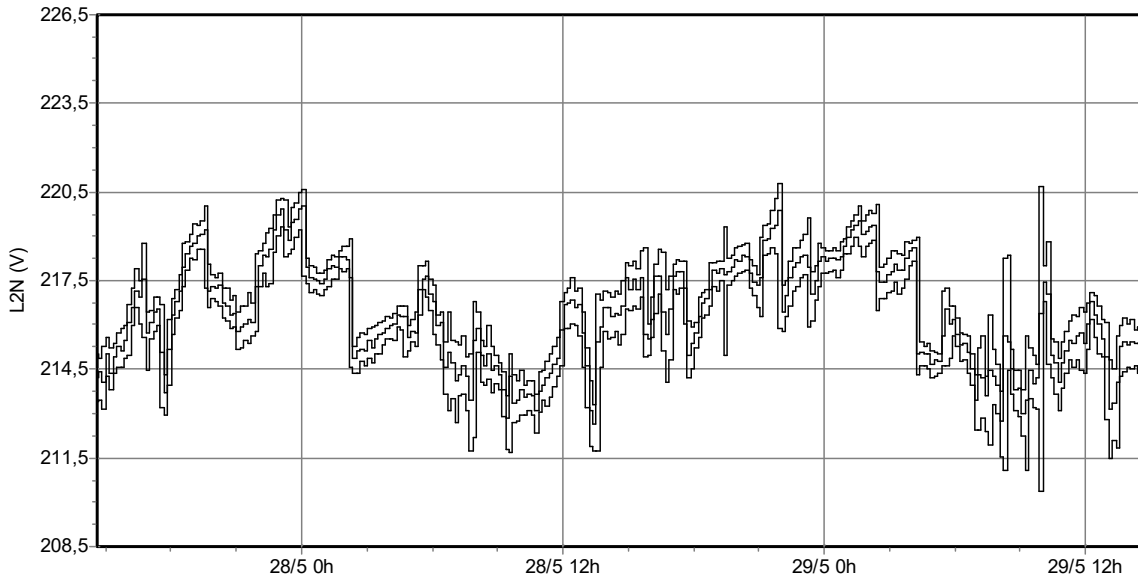
Reduções	1
Aumentos	0
Transientes	0
Interrupções	0
Perfis de tensão	0
Mudanças Rápida de Tensão	0
Telas	4
Formas de onda	0
Intervalos sem medições	0
Gráficos da corrente de irrupção	0

Tensão e Corrente. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



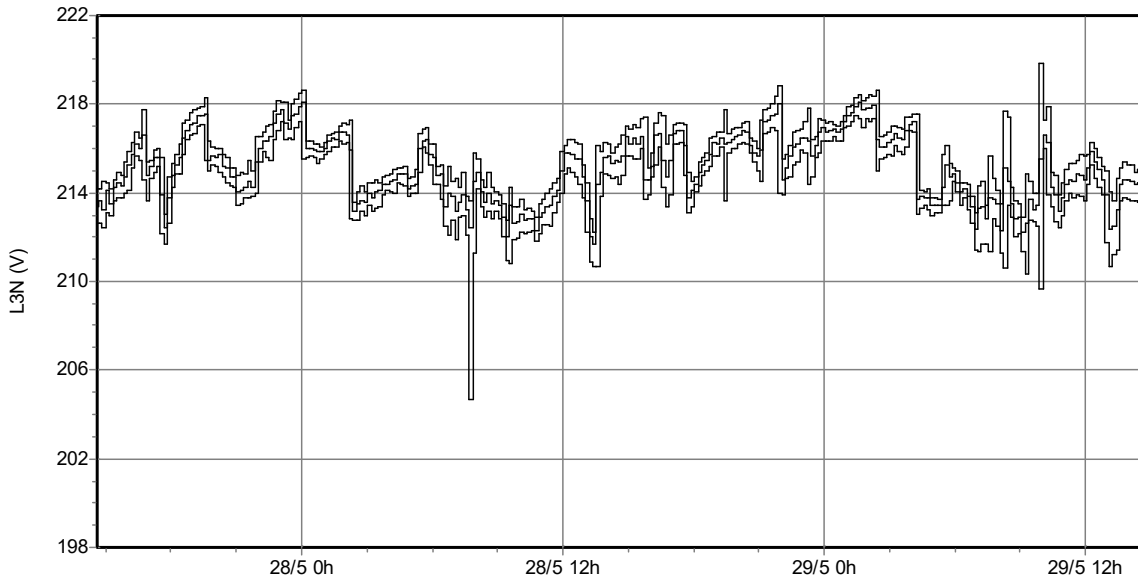
— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx
... Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



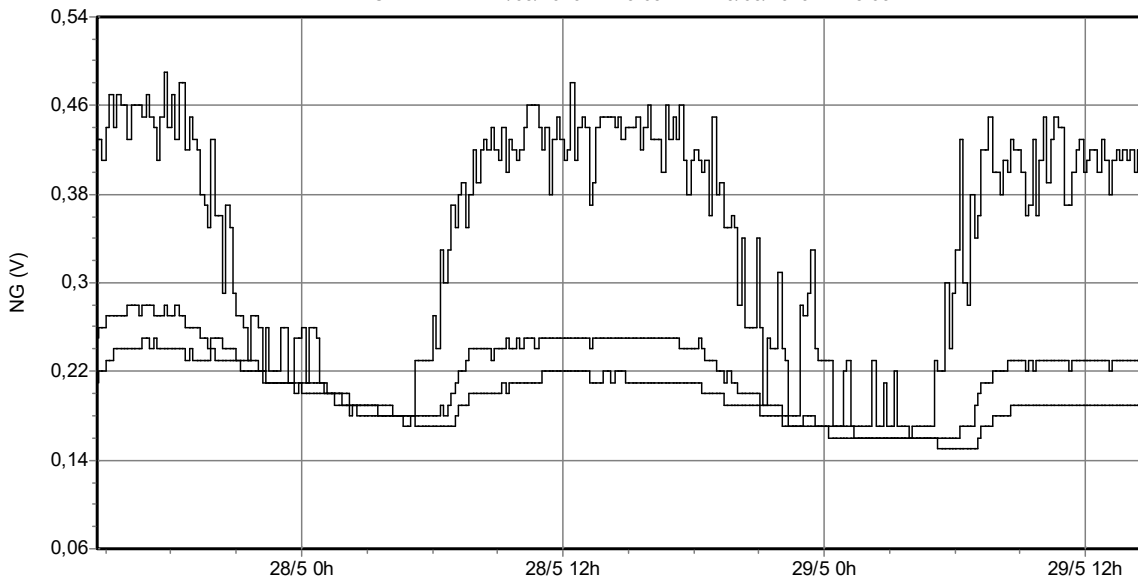
— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx
... Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



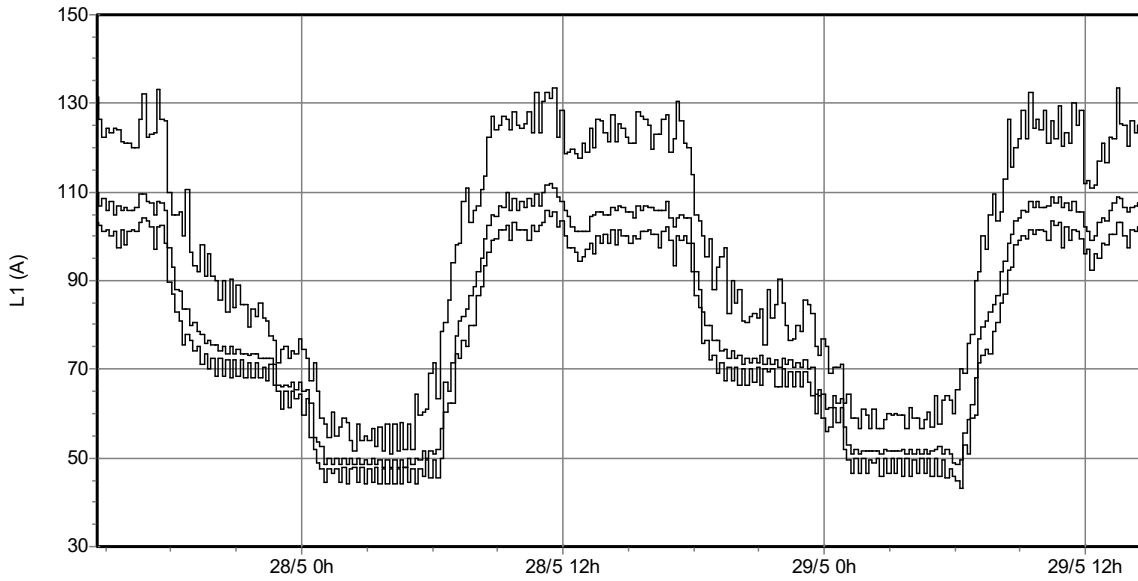
— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx
... Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



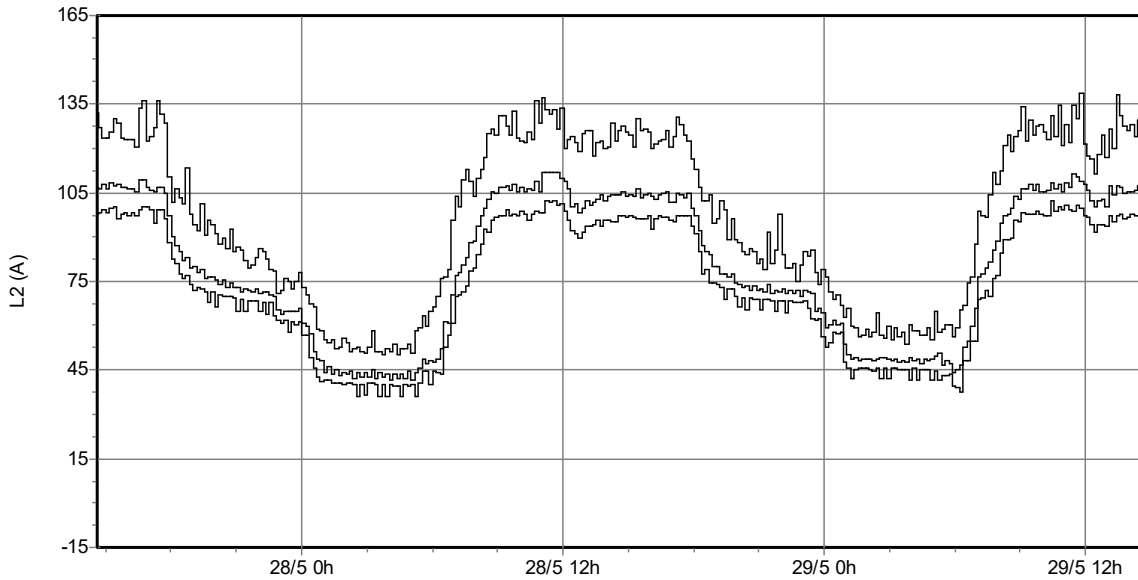
— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx.
... Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



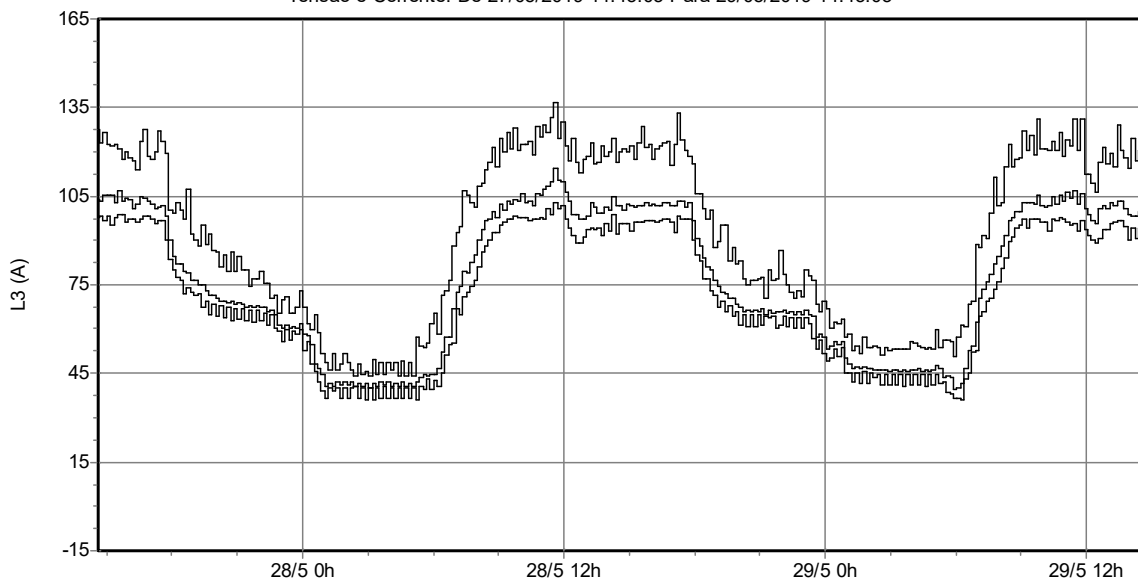
— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx.
... Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03

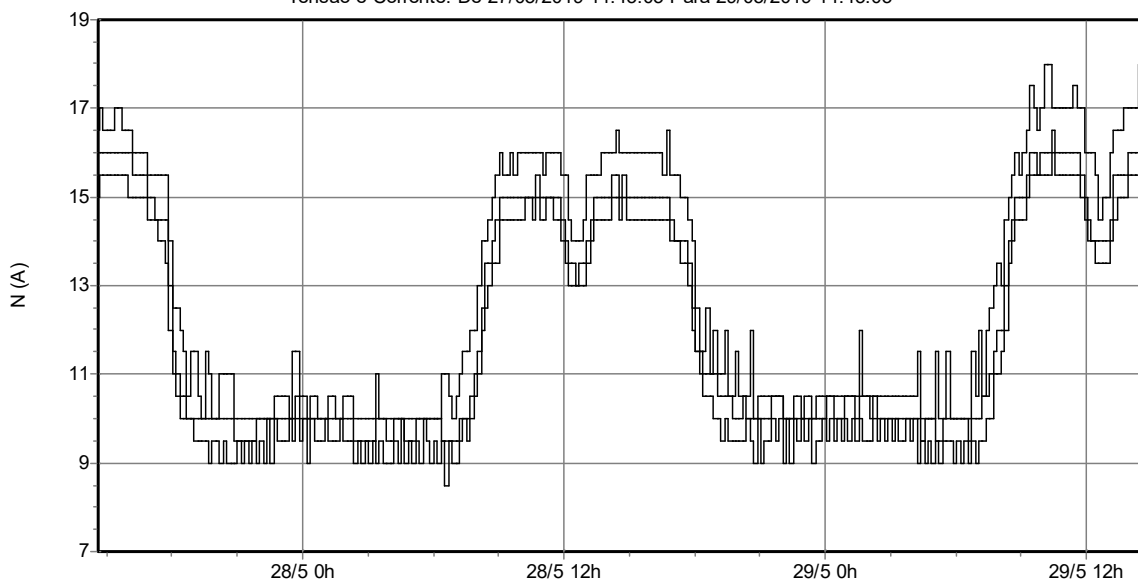


— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx.
... Período 200ms Méd.

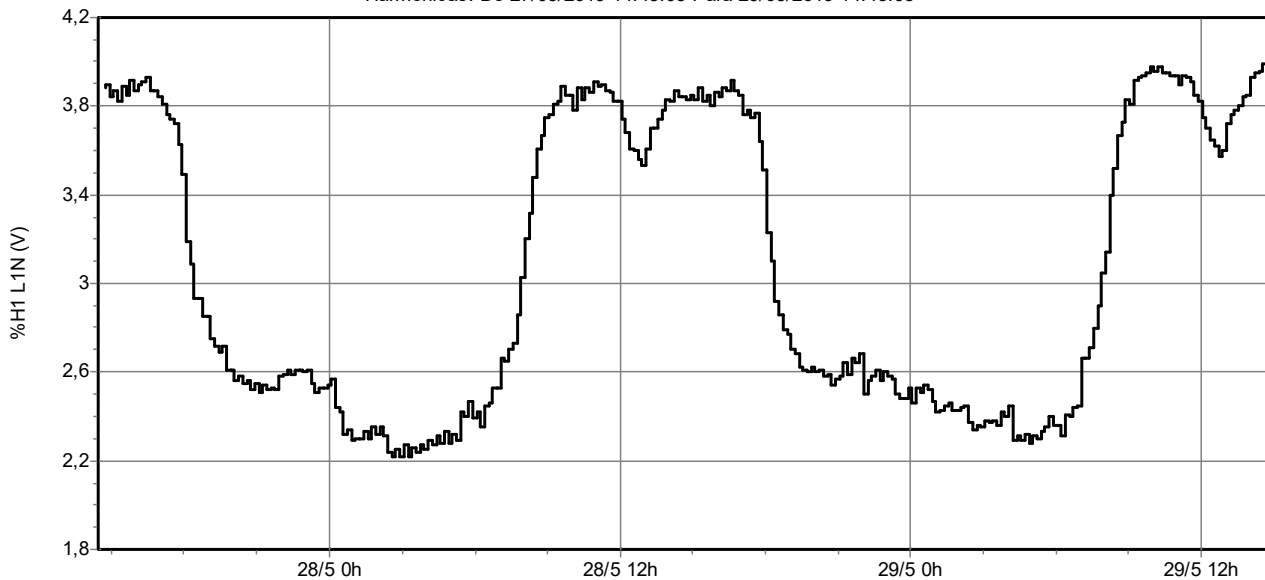
Tensão e Corrente. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



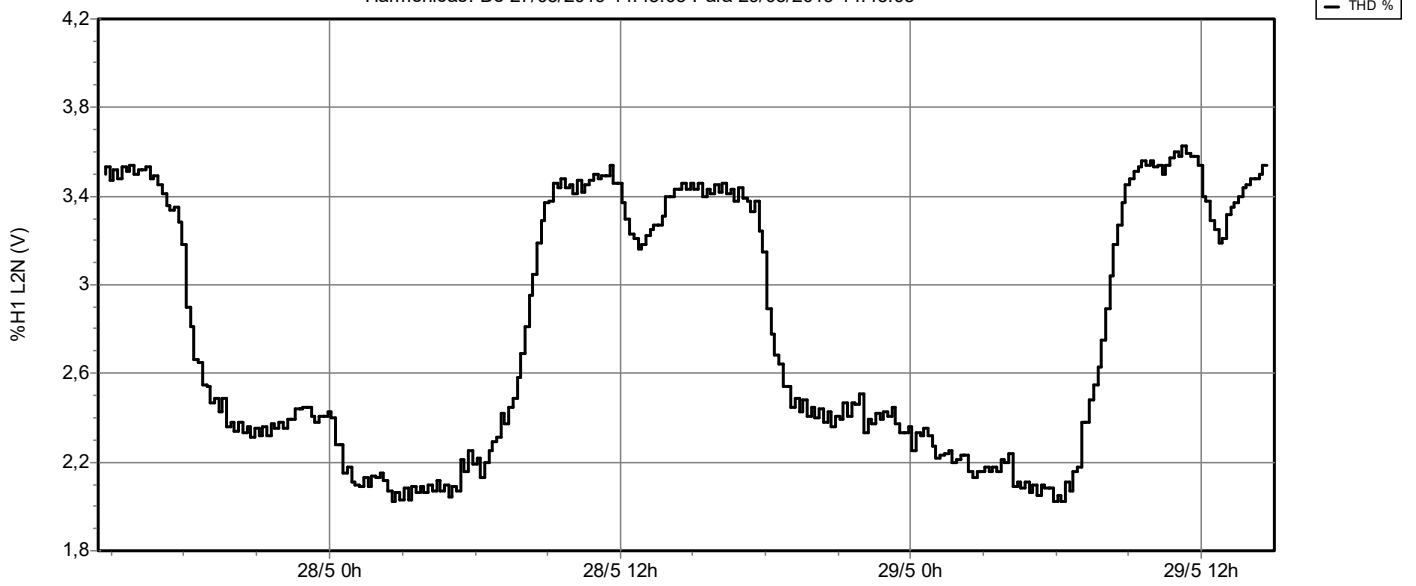
Tensão e Corrente. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



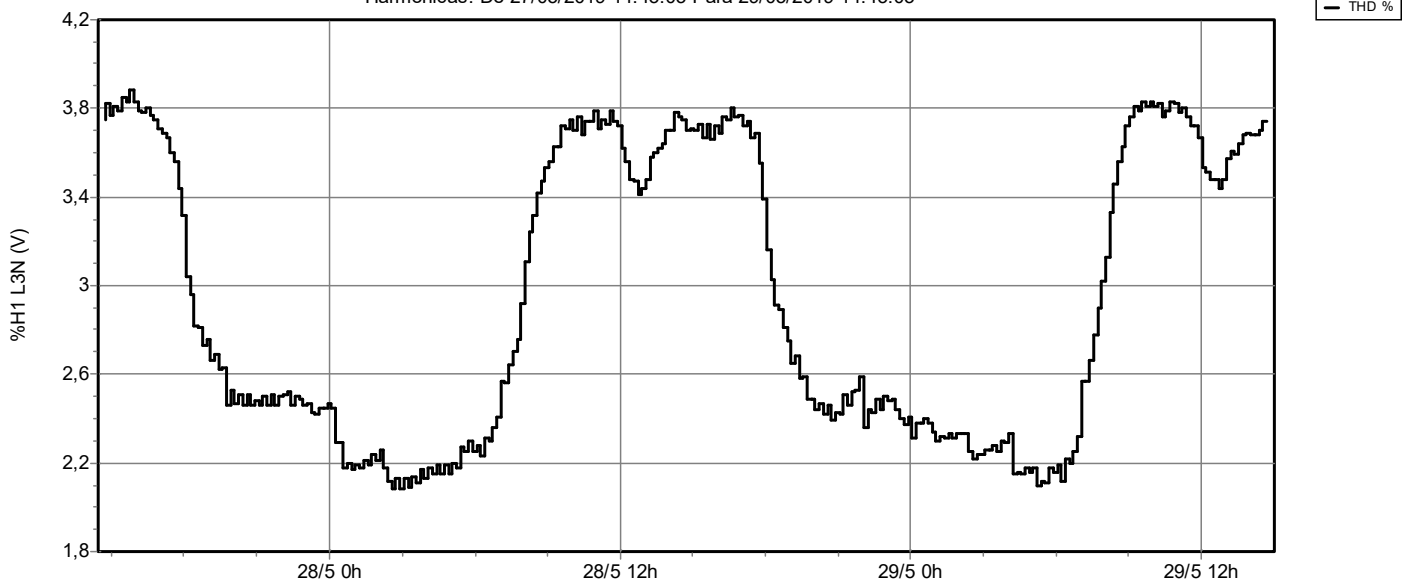
Harmônicas. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



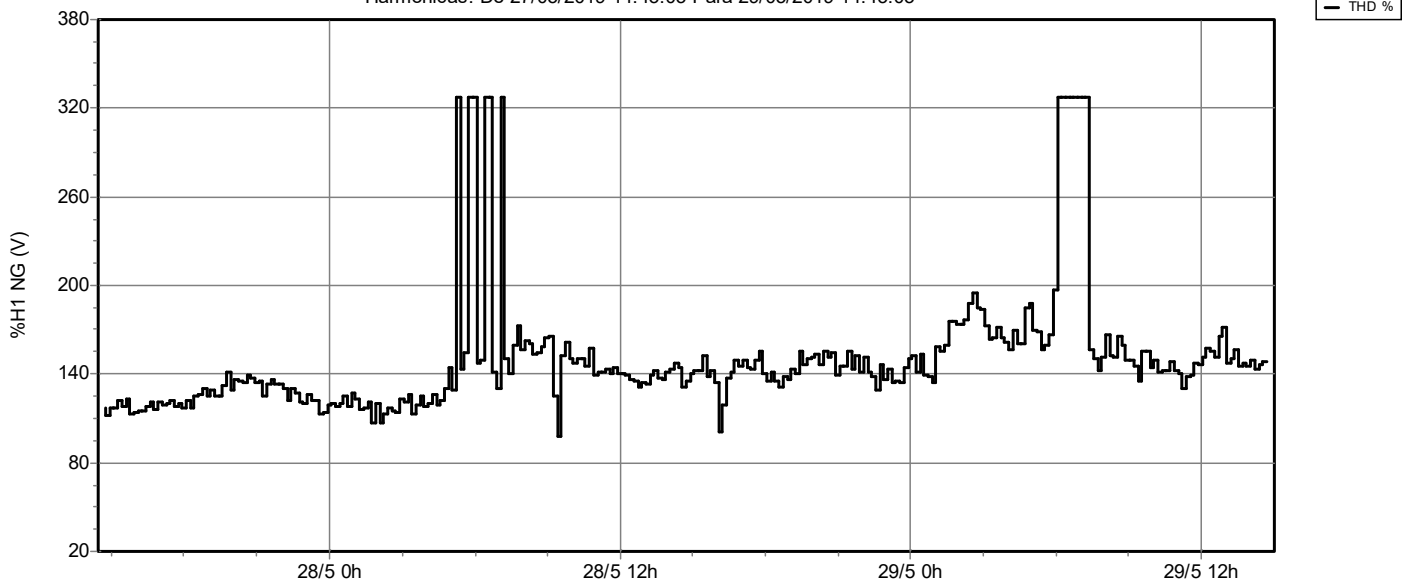
Harmônicas. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



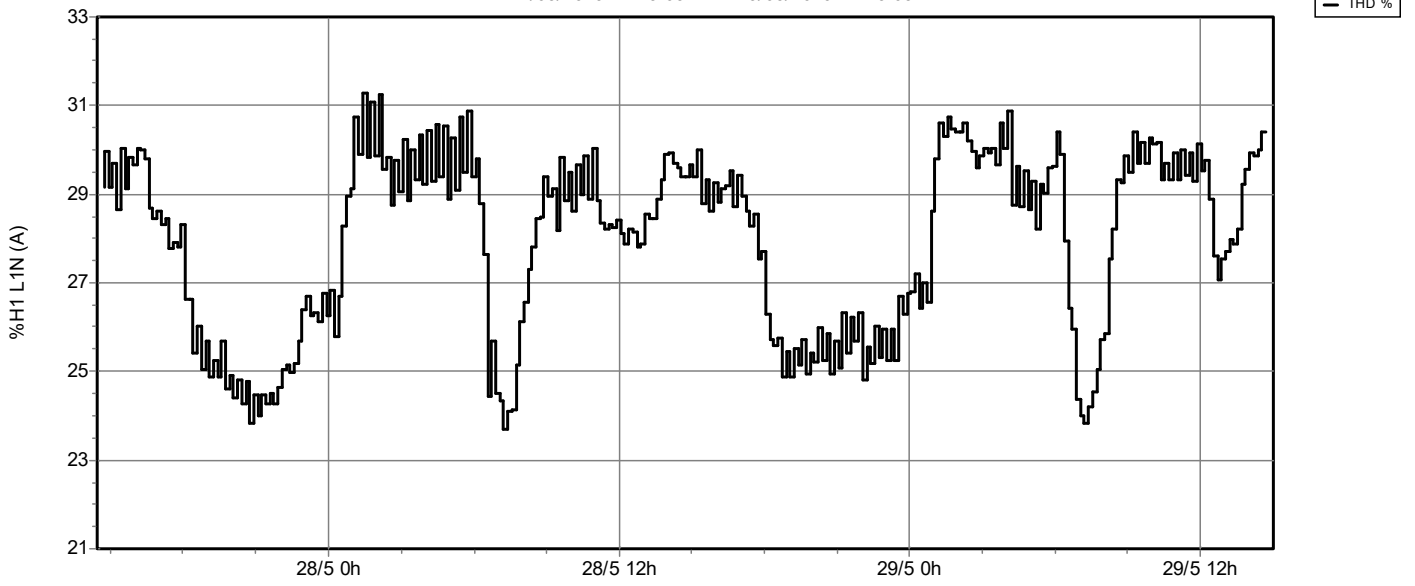
Harmônicas. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



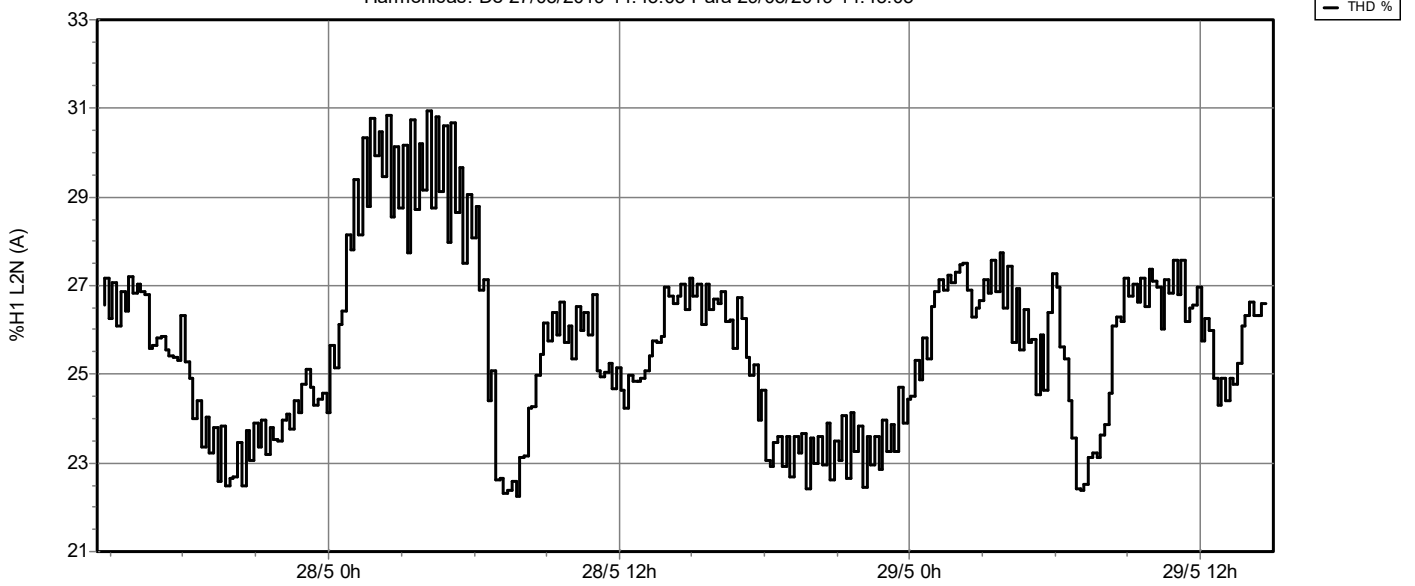
Harmônicas. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



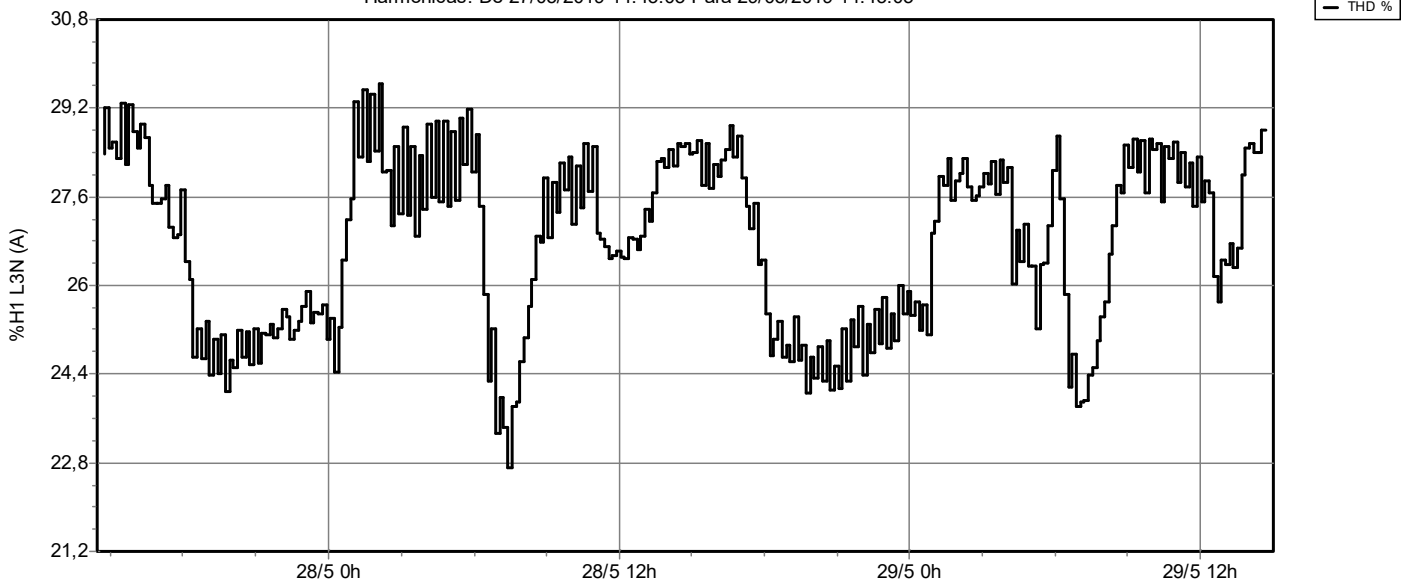
Harmônicas. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



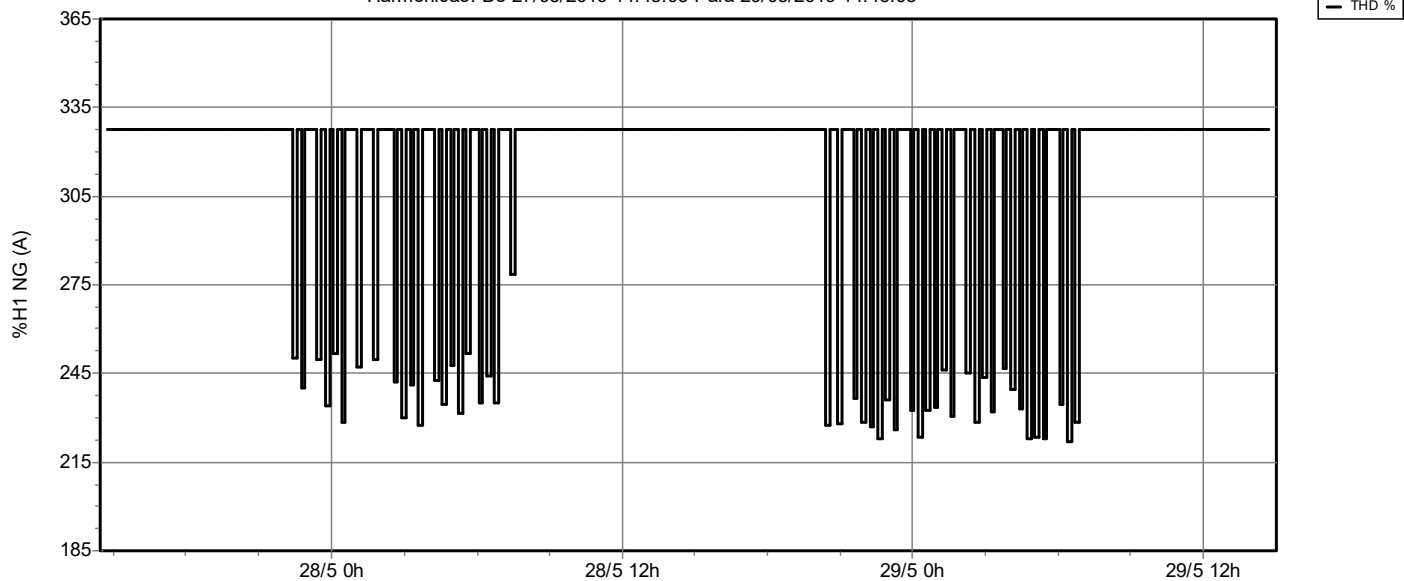
Harmônicas. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



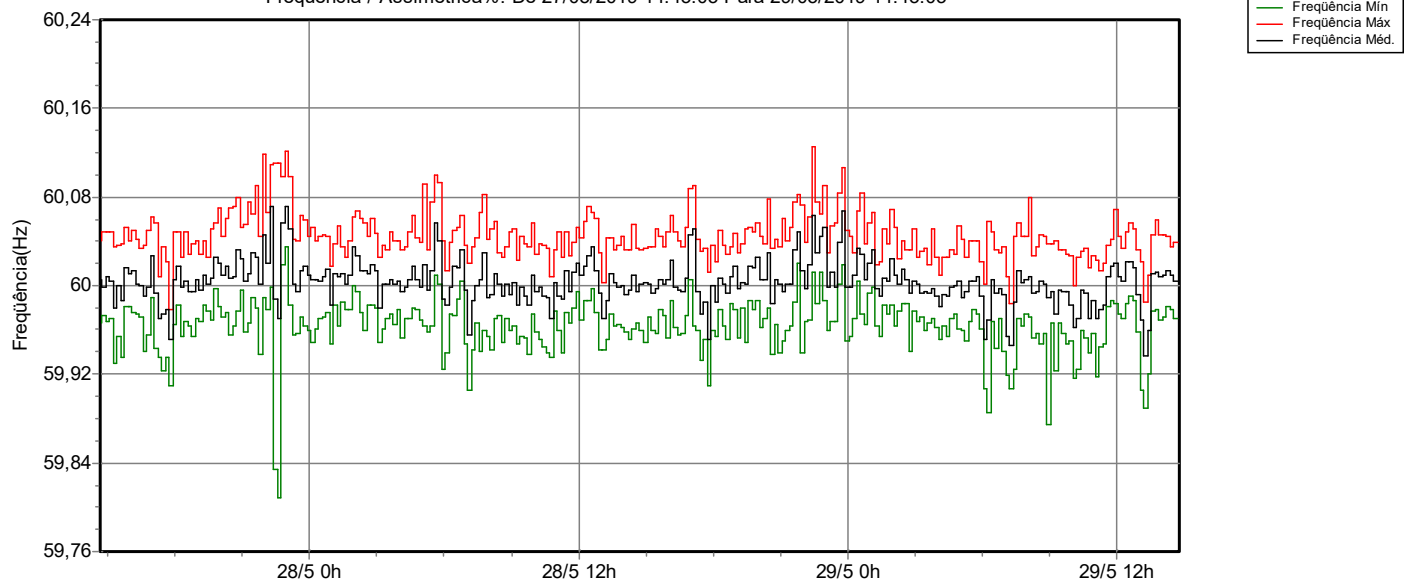
Harmônicas. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



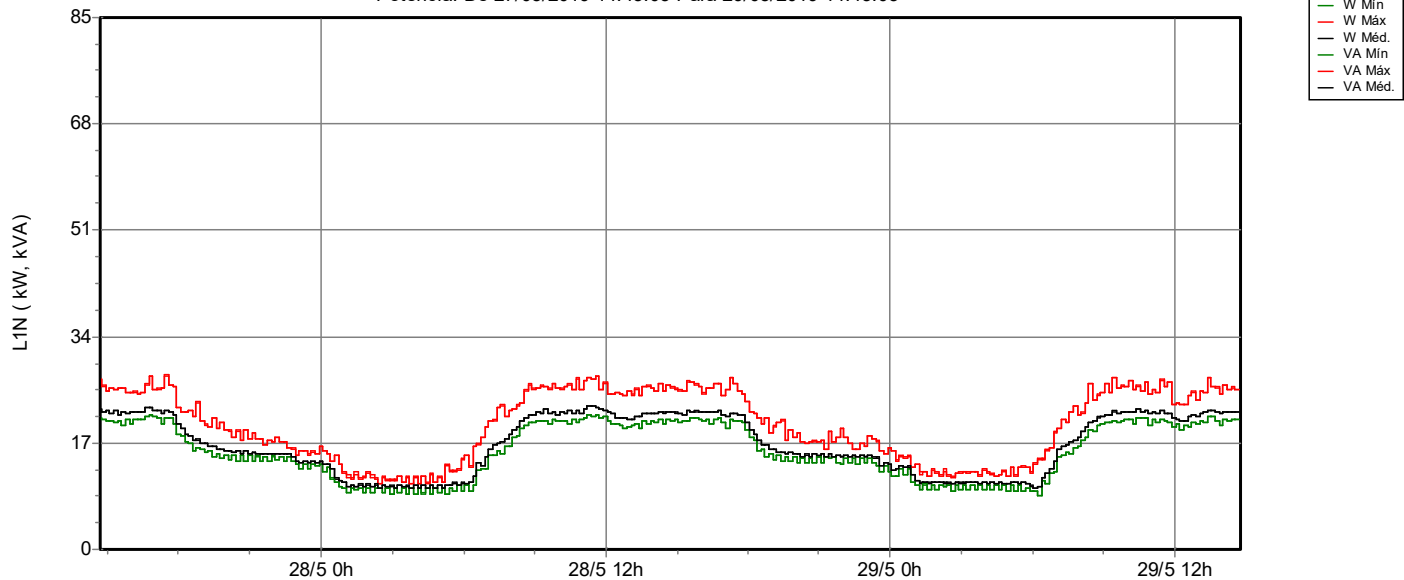
Harmônicas. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



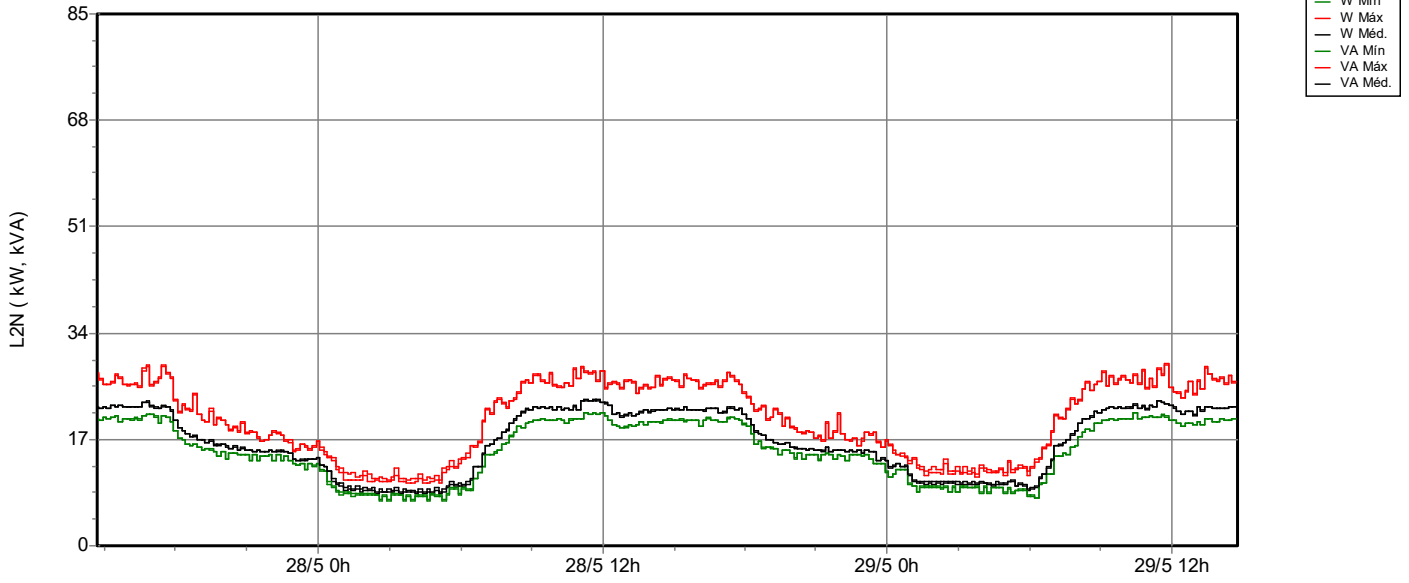
Freqüência / Assimétrica%. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



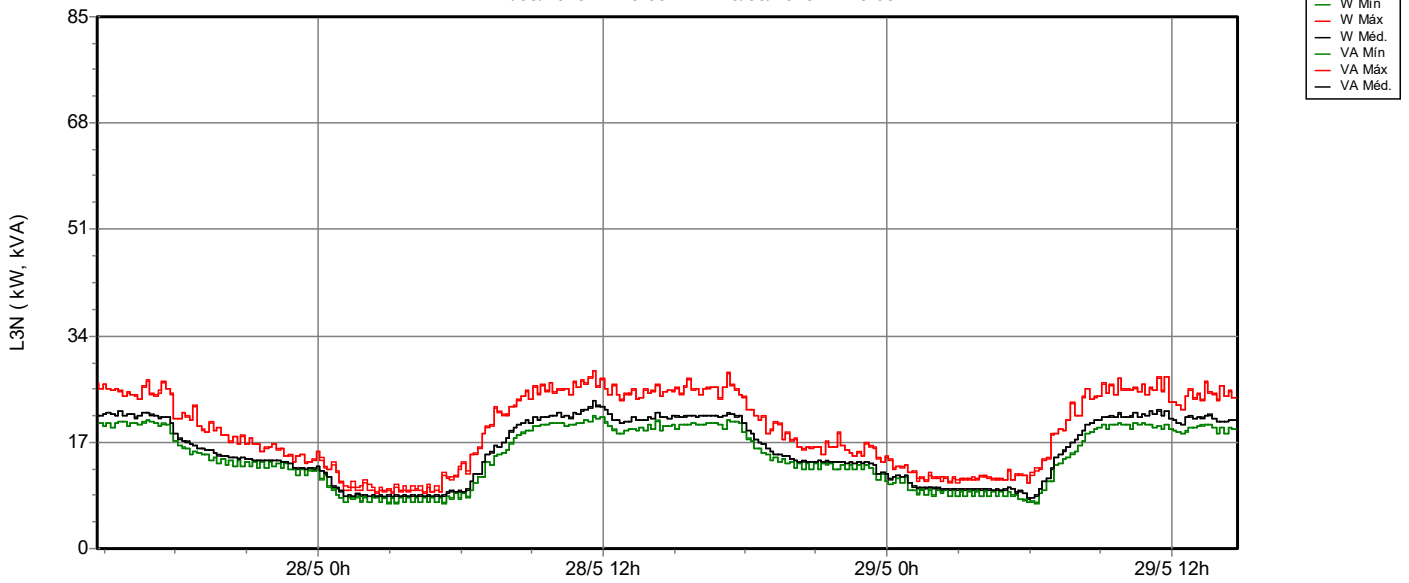
Potência. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



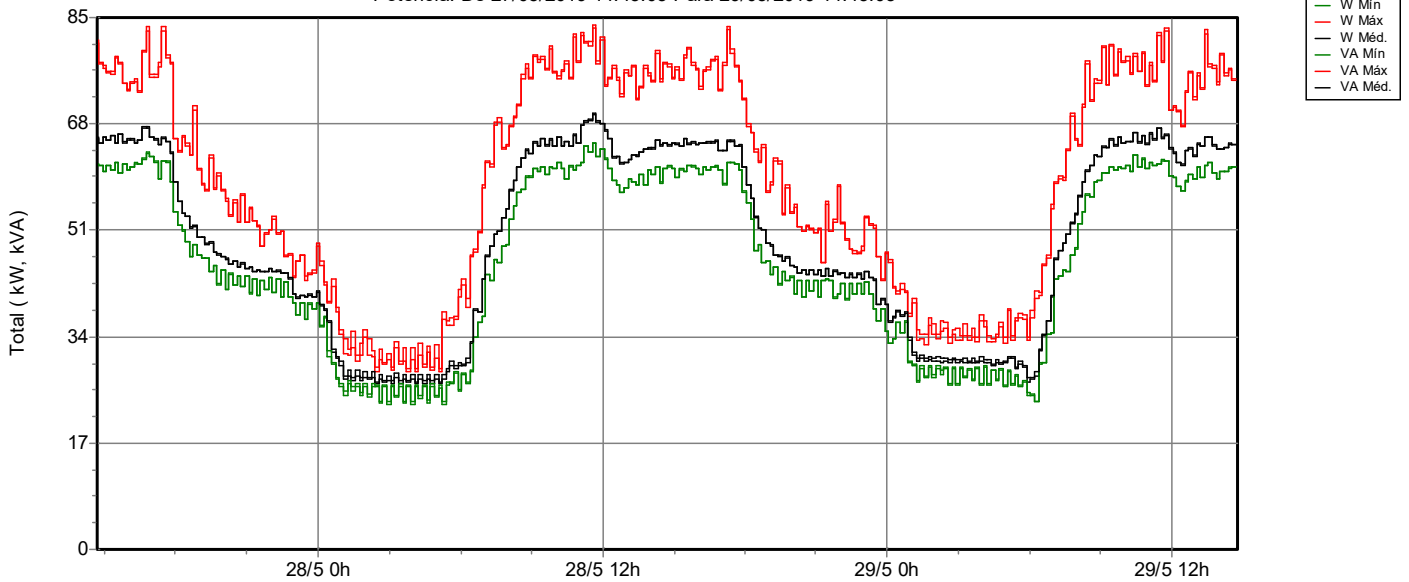
Potência. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



Potência. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



Potência. De 27/05/2019 14:43:03 Para 29/05/2019 14:43:03



Informação sobre o instrumento

Número do modelo	FLUKE 434/435
Número de série	N/D
Revisão de firmware	V02.10

Informações do software

Versão do Power Log	Classic 4.6
Versão FLUKE 345 DLL	11.20.2006
Versão FLUKE 430 DLL	1.1.0.12

Informação geral

Local de registro
Cliente
Notas

Resumo da medição

Topologia de medição	Modo 3Ø em estrela
Modo de aplicação	Logger (Registrador)
Primeiro registro	29/05/2019 15:24:05 590msec
Último registro	31/05/2019 15:04:05 590msec
Intervalo de registro	0h 10m 0s 0msec
Tensão Nominal	230 V
Corrente Nominal	N/D
Frequência Nominal	60 Hz

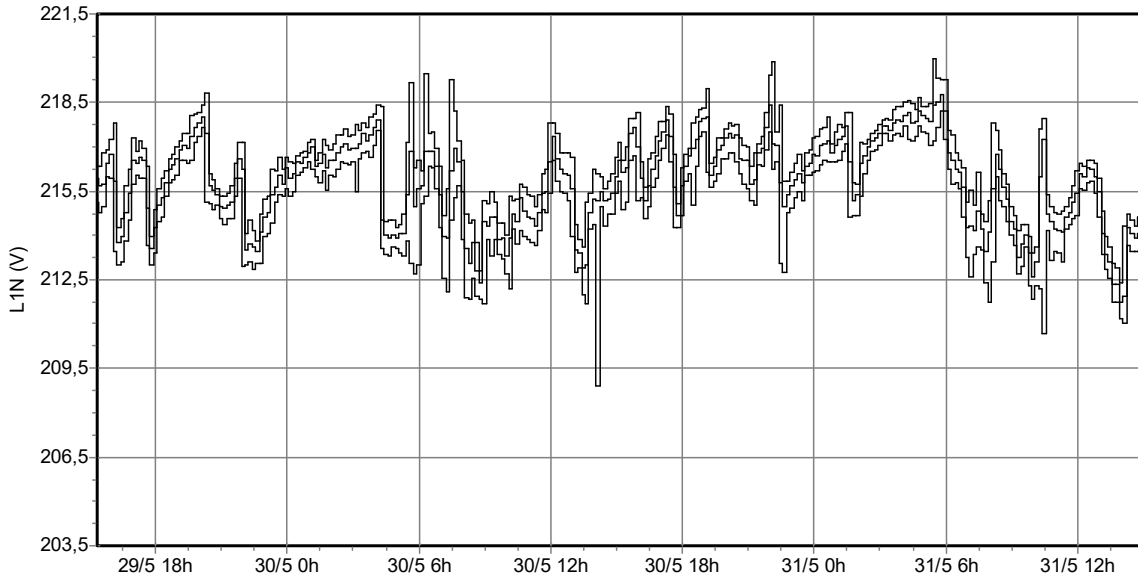
Resumo de gravação

Gravações de RMS	287
Gravações de DC	0
Gravações de frequência	287
Gravações de desequilíbrio	0
Gravações de harmônicas	0
Gravações de harmônicas de potência	0
Gravações de potência	287
Gravações de energia	0
Gravações de oscilação	0
Gravações de sinalização principal	0

Resumo de eventos

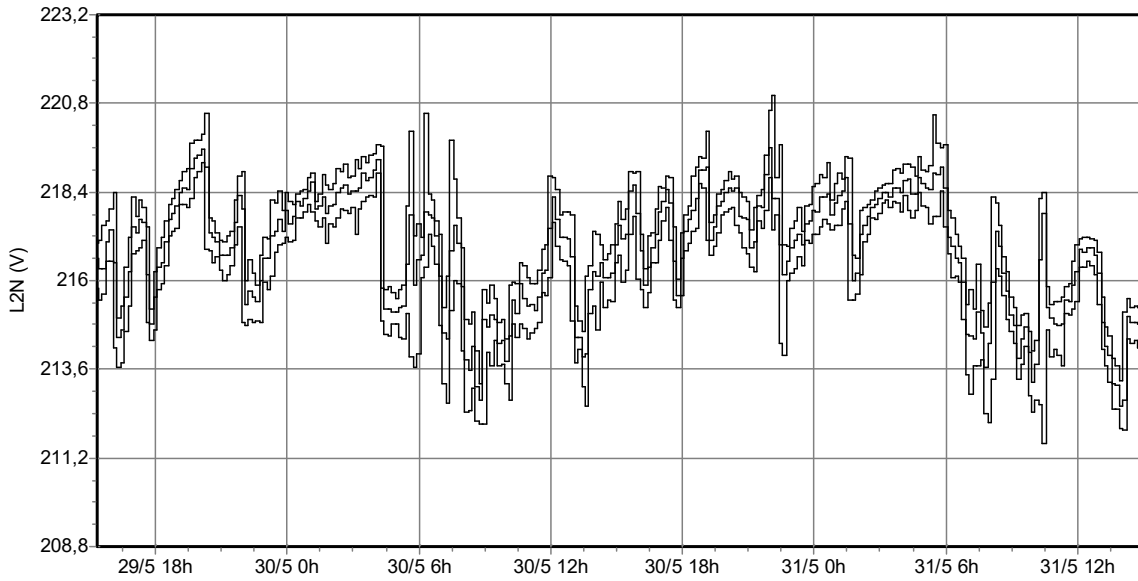
Reduções	1
Aumentos	0
Transientes	0
Interrupções	0
Perfis de tensão	0
Mudanças Rápida de Tensão	0
Telas	4
Formas de onda	0
Intervalos sem medições	0
Gráficos da corrente de irrupção	0

Tensão e Corrente. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



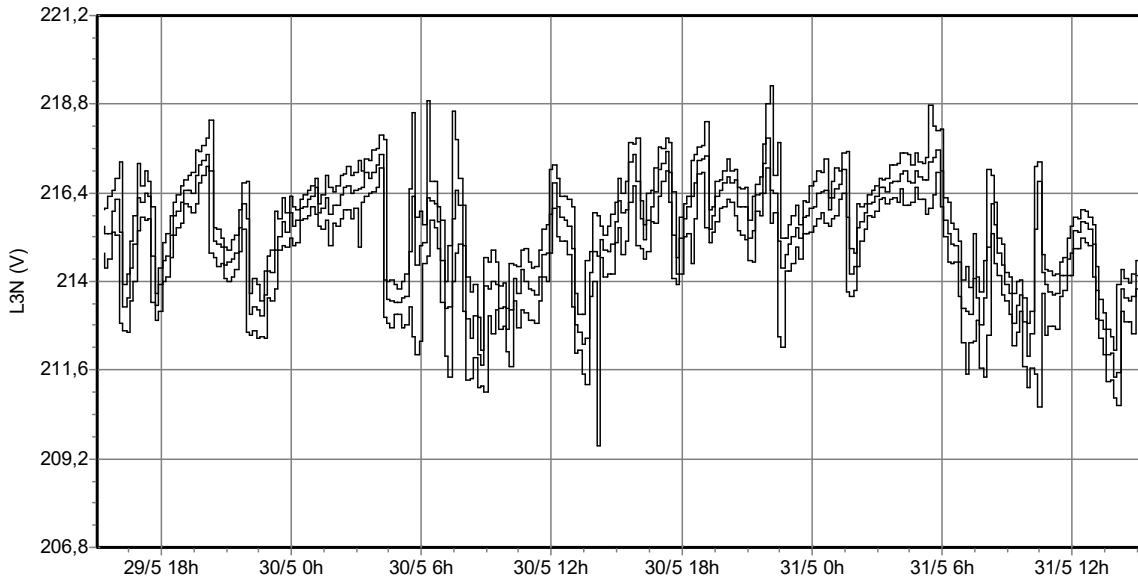
— Período 200ms Min
— Período 200ms Máx.
— Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



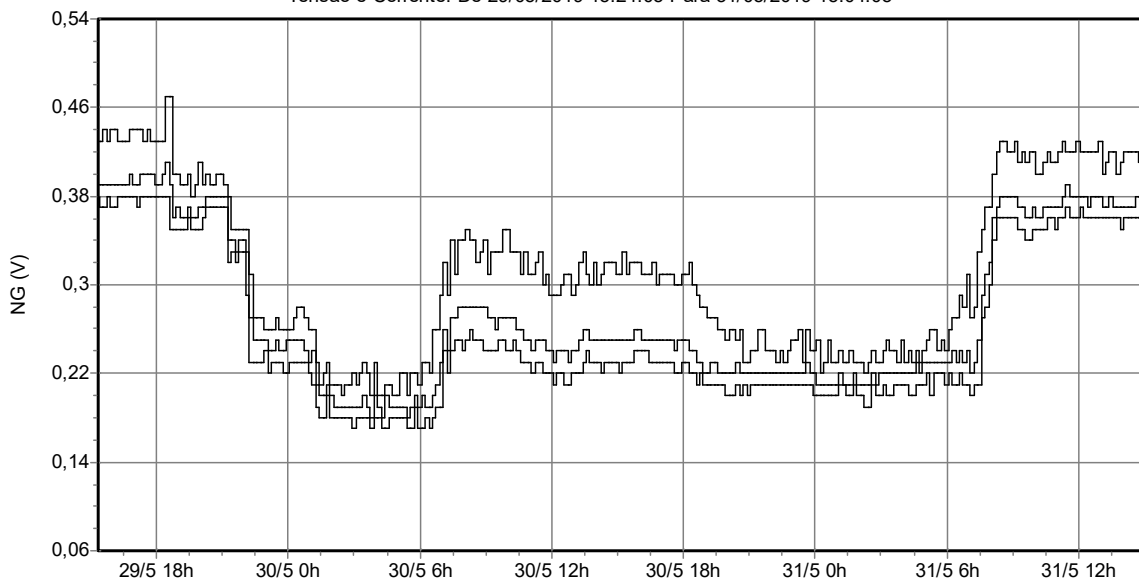
— Período 200ms Min
— Período 200ms Máx.
— Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



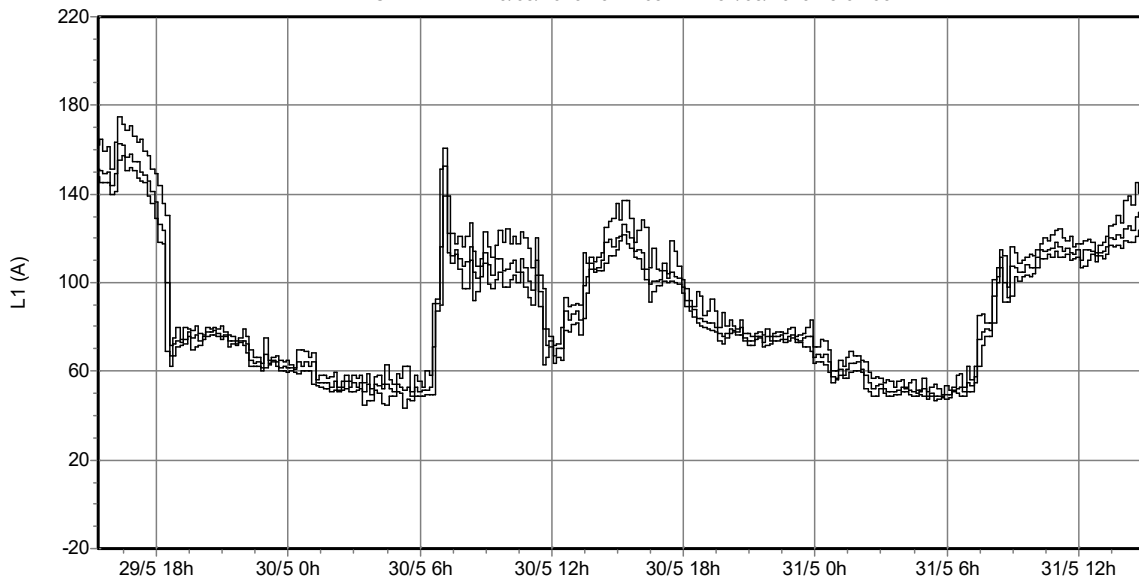
— Período 200ms Min
— Período 200ms Máx.
— Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



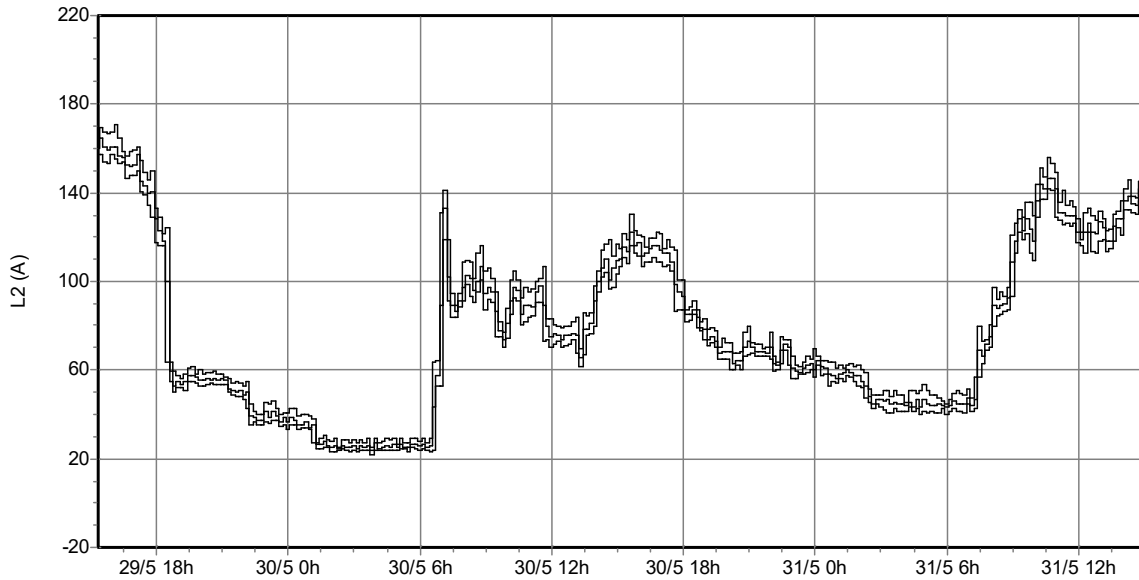
— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx.
... Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



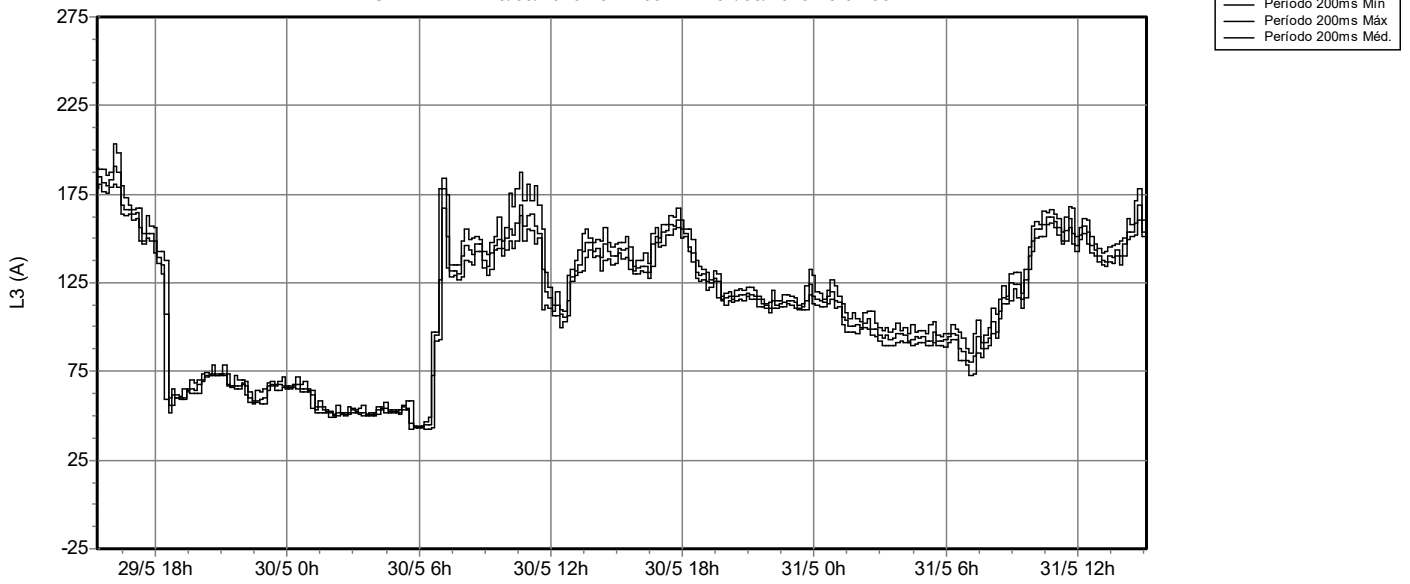
— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx.
... Período 200ms Méd.

Tensão e Corrente. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05

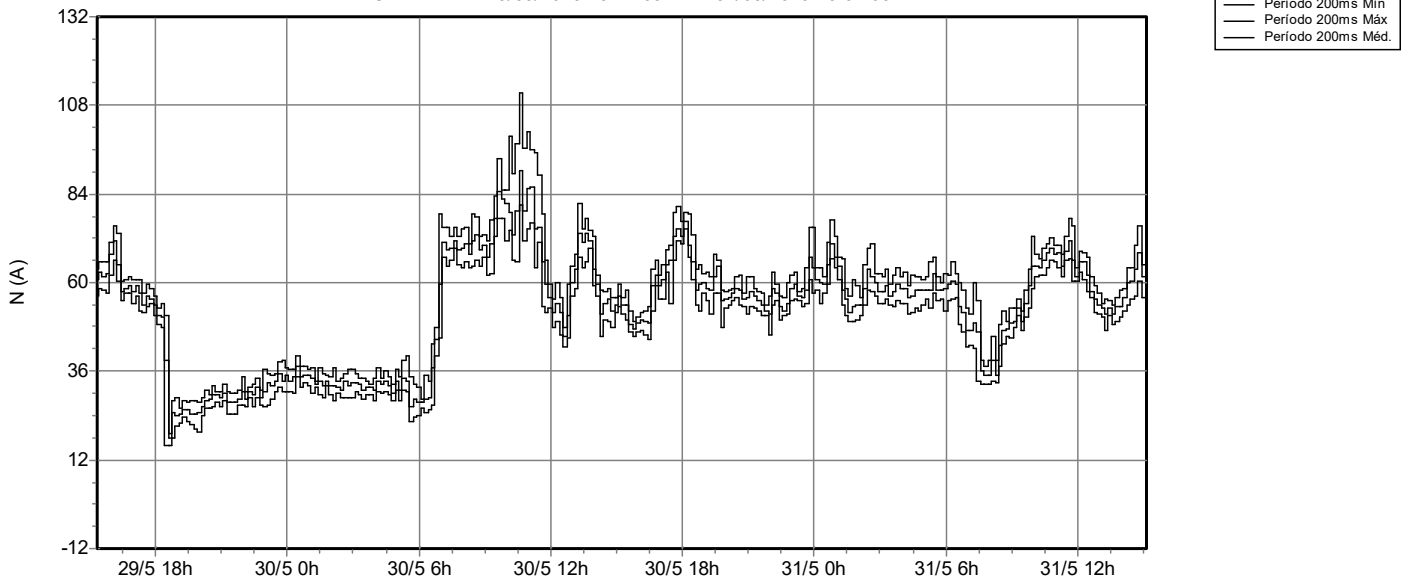


— Período 200ms Min
- - Período 200ms Máx.
... Período 200ms Méd.

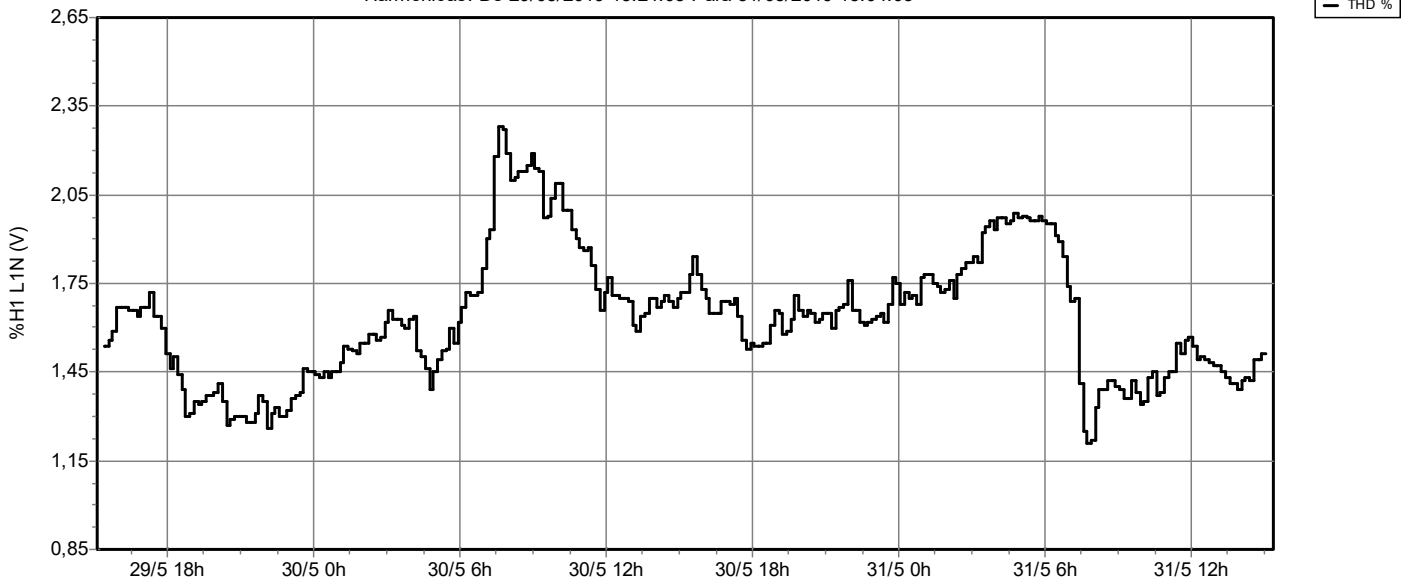
Tensão e Corrente. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



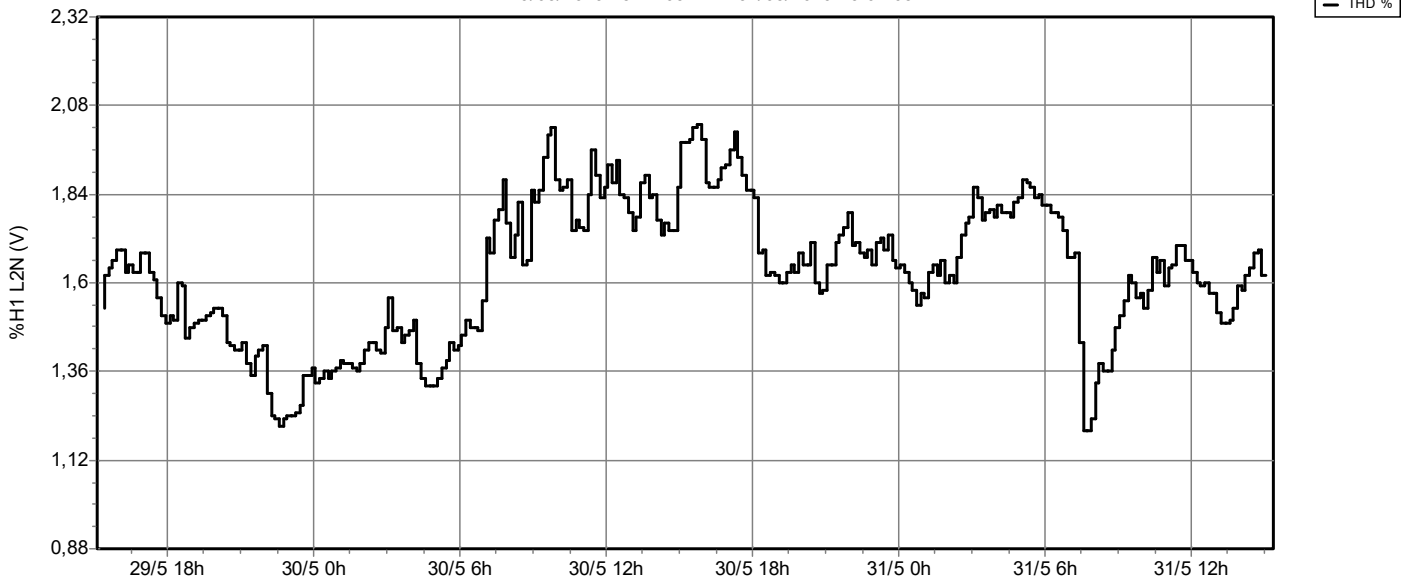
Tensão e Corrente. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



Harmônicas. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



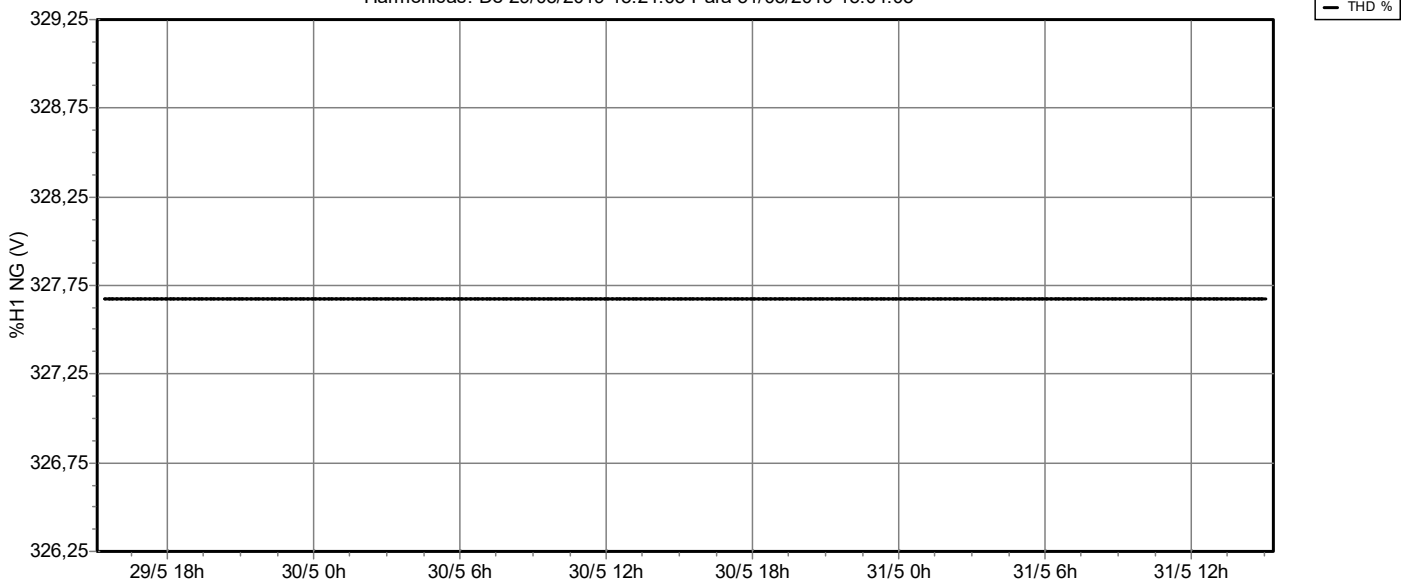
Harmônicas. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



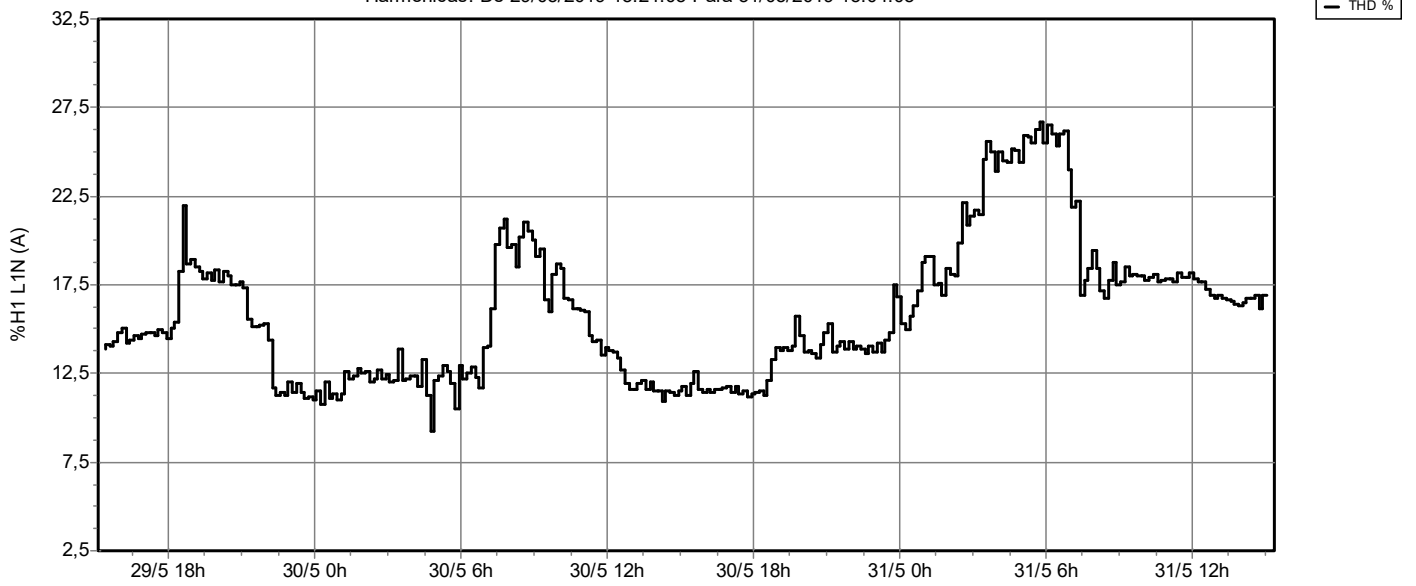
Harmônicas. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



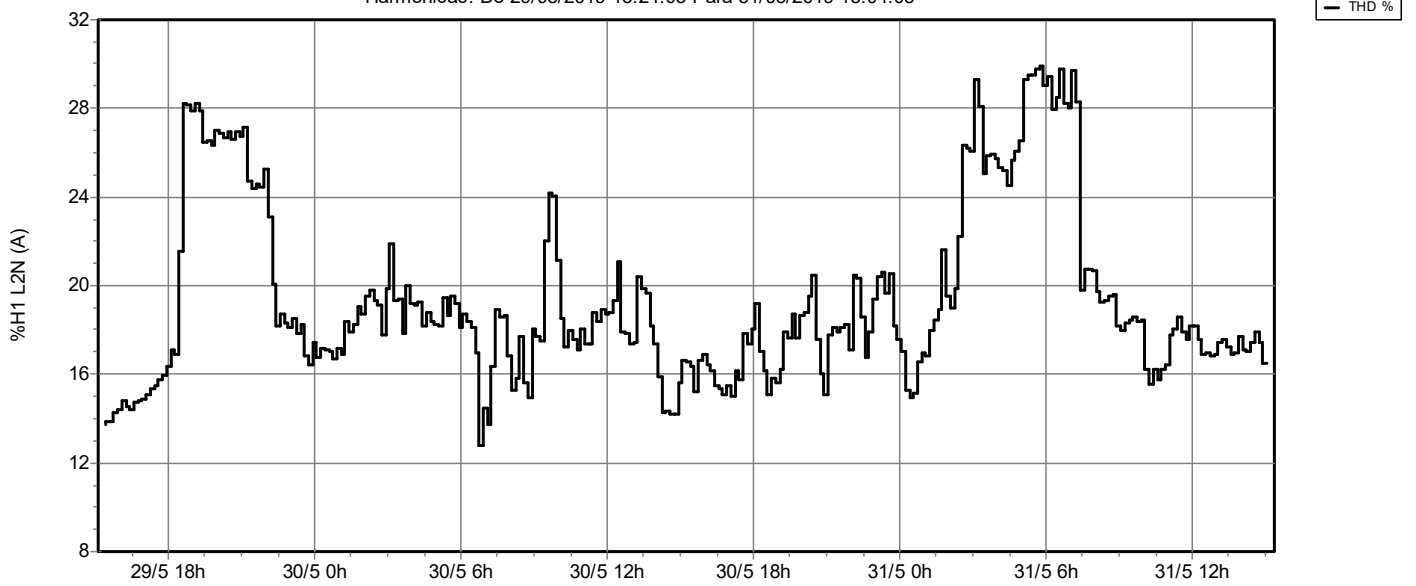
Harmônicas. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



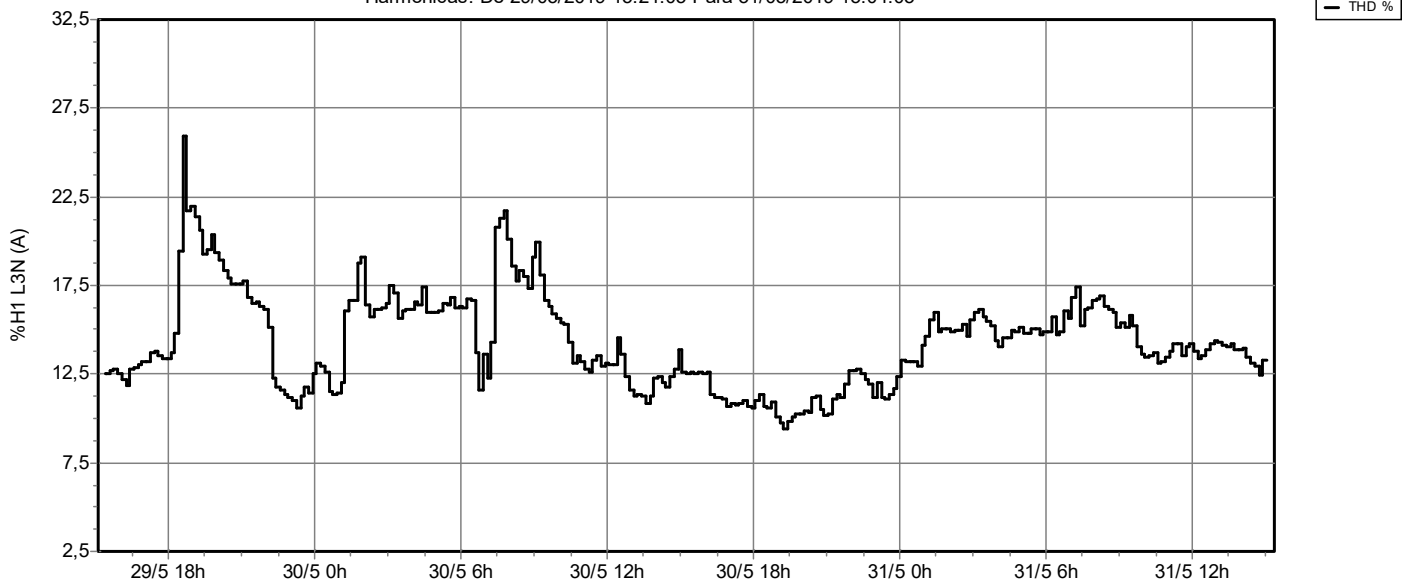
Harmônicas. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



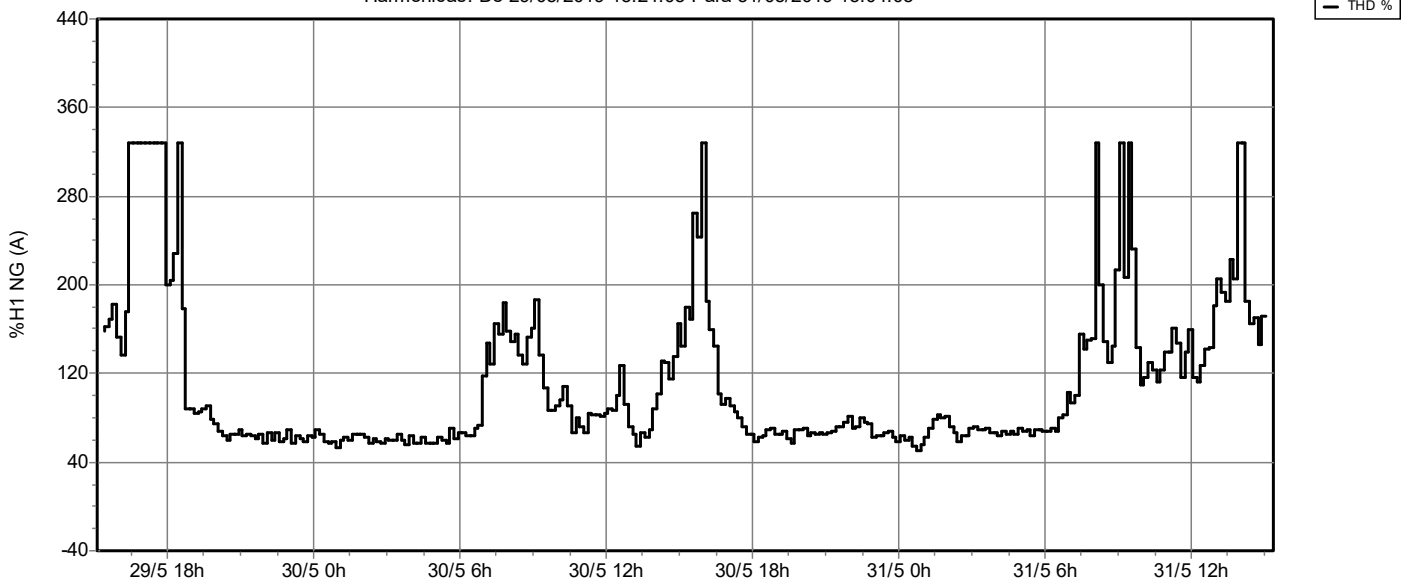
Harmônicas. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



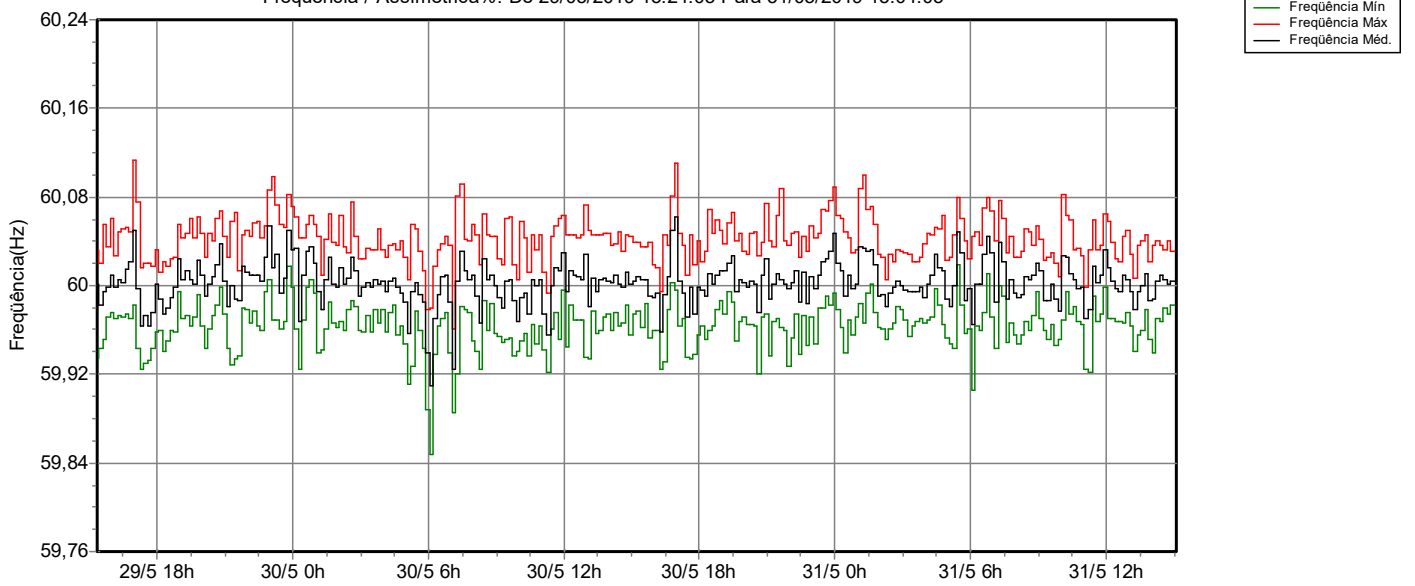
Harmônicas. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



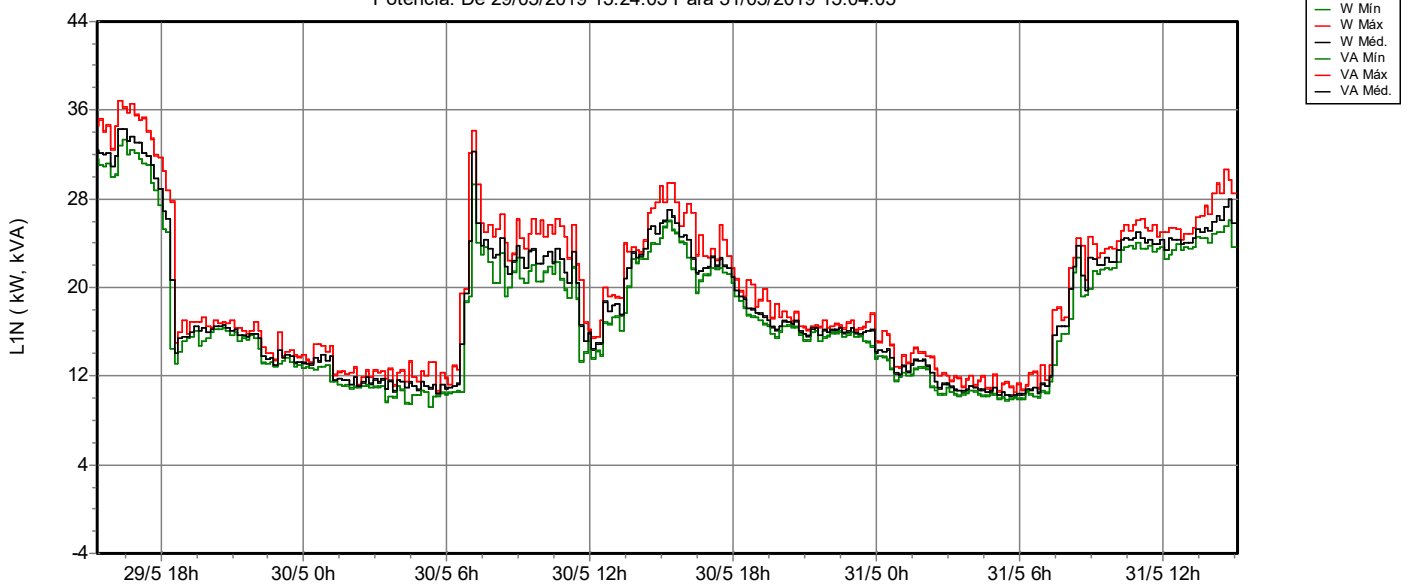
Harmônicas. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



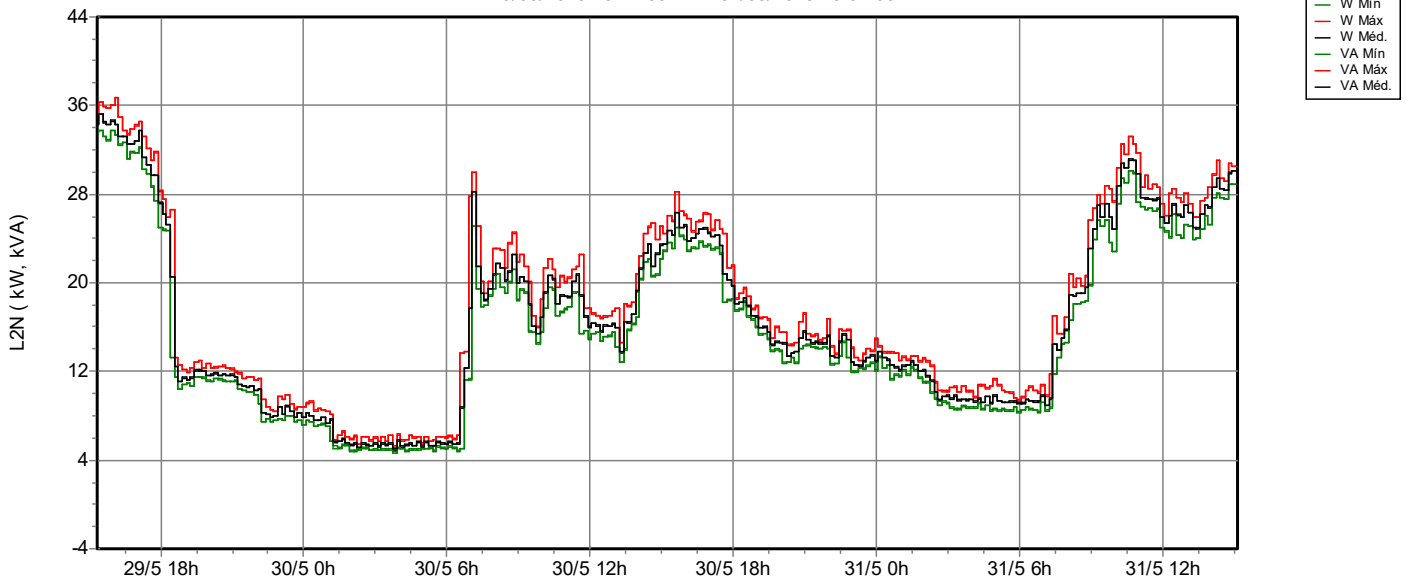
Frequência / Assimétrica%. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



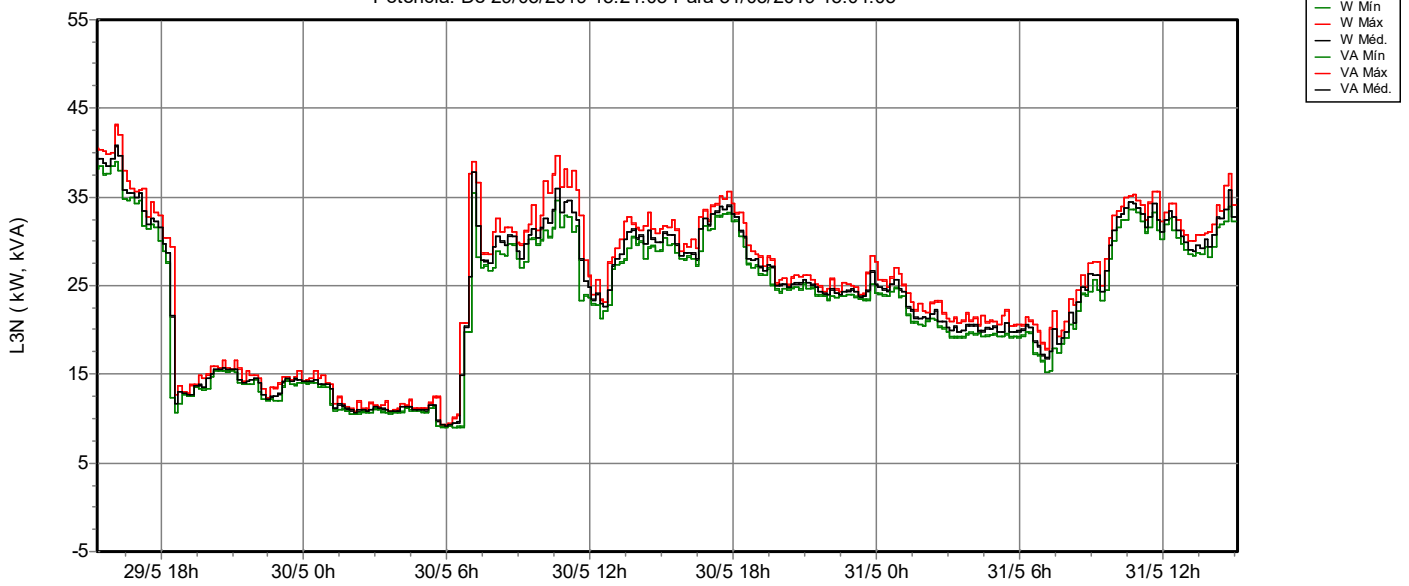
Potência. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



Potência. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



Potência. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05



Potência. De 29/05/2019 15:24:05 Para 31/05/2019 15:04:05

