



**UNIVERSIDADE FEDERAL DE VIÇOSA
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

ANÁLISE DE VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO EM UMA PLANTA INDUSTRIAL

VICTOR PELLANDA DARDENGO

**VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
JULHO / 2011**

VICTOR PELLANDA DARDENGO

**ANÁLISE DE VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA
DURAÇÃO EM UMA PLANTA INDUSTRIAL**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Ms. Heverton Augusto Pereira.

**VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
JULHO / 2011**

VICTOR PELLANDA DARDENGO

**ANÁLISE DE VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO EM
UMA PLANTA INDUSTRIAL**

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica do Centro de Ciências Exatas e Tecnológicas da Universidade Federal de Viçosa, para a obtenção dos créditos da disciplina ELT 490 – Monografia e Seminário e cumprimento do requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em 1 de Julho de 2011.

COMISSÃO EXAMINADORA

Prof. Ms. Heverton Augusto Pereira - Orientador
Universidade Federal de Viçosa

Prof. Dr. José Tarcísio de Resende - Membro
Universidade Federal de Viçosa

Prof. Dr. Denilson Eduardo Rodrigues - Membro
Universidade Federal de Viçosa

A dúvida é o princípio da sabedoria
(Aristóteles)

*Aos meus pais, Celso e Arlinda, minha
irmã Raquel e a todos meus amigos*

Agradecimentos

Agradeço primeiro a Deus, que sempre foi e será o meu caminho, aos meus pais, Celso e Arlinda, por tanto carinho, dedicação e aprendizagem que me passaram. A minha irmã, Raquel, por estar sempre do meu lado me dando forças e ao Junior por seus diversos conselhos. Aos meus amigos pelos os ensinamentos, mas principalmente por suas companhias. Ao GESEP, pelas brincadeiras e conhecimento, aos meus professores pelo carinho e atenção. A Cássia, Heverton e José Tarcísio por terem me ajudado a abrir diversas portas em meu caminho, enfim, agradeço a todos que de alguma forma contribuíram para essa conquista

Resumo

Palavras-chave: Afundamento de tensão, qualidade de energia, VTCD's

Atualmente com o aumento do número de aparelhos sensíveis a variações de tensão na indústria, as questões relacionadas a qualidade de energia tem recebido grande atenção. Entre os diversos distúrbios que quantificam a qualidade energética de um sistema, destaca-se as variações de tensão de curta duração (VTCD's) devido a sua maior periodicidade, trazendo na maioria das vezes prejuízos que vão desde a interrupção da produção na fábrica, até a redução da vida útil de transformadores e motores e em determinados casos a queima de dispositivos mais sensíveis. Considerando esse cenário, inicialmente serão apresentadas algumas normas relacionadas à qualidade de energia no sistema elétrico brasileiro e posteriormente realizar-se-á um estudo sobre os efeitos causados pelas VTCD's em uma fábrica de laticínios, localizada na cidade de Viçosa, Minas Gerais. Para a análise do problema, será desenvolvido em ambiente Matlab/Simulink uma planta da indústria de forma a poder simular os diversos tipos de afundamentos de tensão com diferentes intensidades e através do analisador de qualidade de energia FLUKE, série 430, realizar o monitoramento da fábrica durante uma semana coletando dados de tensão, corrente, frequência, potência ativa e reativa a fim de validar o modelo simulado.

Abstract

Keywords: Sags, Power quality, VVSD's

Today with the increasing number of devices sensitive to voltage changes in the industry, issues related to power quality has received great attention. Among the many disorders that quantify the energy quality of a system, there is the voltage variations of short duration (VVSD's) because of its higher frequency, bringing most of the time losses ranging from the interruption of production at the factory to shortening the life of transformers and motors and in some cases the burning of more sensitive devices. Given this scenario, first we will present some rules related to power quality in the Brazilian electrical system and then will conduct a study on the effects caused by VVSD 's in a dairy located in the city of Viçosa, Minas Gerais. For the analysis of the problem, will be developed in Matlab / Simulink plant industry so that it can simulate various types of voltage sags with different intensities and through the power quality analyzer FLUKE, 430 series, carry out the monitoring of the plant for a week collecting data from voltage, current, frequency, active power and reactive in order to validate the simulated model.

Lista de Figuras

Figura 1 - Classificação da tensão de atendimento a partir da tensão de leitura para diferentes valores de tensão nominal	28
Figura 2 - Faixas de Tensão em Relação à de Referência.....	39
Figura 3 - Espaço físico da FUNARBE	45
Figura 4 – Laticínios FUNARBE em ambiente Matlab/Simulink	47
Figura 5 - Afundamento momentâneo de curta duração para tensão nominal igual a 127 V ..	48
Figura 6 - Disposição fasorial dos afundamentos tipo A, B, C e D	49
Figura 7 - Início da partida de cada motor	50
Figura 8 - Correntes na fase A para um afundamento Tipo A	51
Figura 9 - Potência Ativa Trifásica para um afundamento Tipo A	52
Figura 10 - Potência Reativa Trifásica para um afundamento Tipo A.....	52
Figura 11 - Correntes na fase A para um afundamento tipo B.....	54
Figura 12 - Correntes na fase B para um afundamento tipo B	55
Figura 13 - Correntes na fase C para um afundamento tipo B	56
Figura 14 - Potência Ativa Trifásica para um afundamento tipo B	56
Figura 15 - Potência Reativa Trifásica para um afundamento tipo B	57
Figura 16 - Correntes na fase A para um afundamento tipo C.....	57
Figura 17 – Correntes na fase B para um afundamento tipo C	58
Figura 18 – Correntes na fase C para um afundamento tipo C	59
Figura 19 – Potência Ativa Trifásica para afundamento tipo C.....	59
Figura 20 – Potência Reativa Trifásica para afundamento tipo C.....	60
Figura 21 – Correntes na fase A para um afundamento tipo D.....	60
Figura 22 – Correntes na fase B para um afundamento tipo D	61
Figura 23 – Correntes na fase C para um afundamento tipo D	61
Figura 24 – Potência Ativa Trifásica para um afundamento tipo D.....	62
Figura 25 - Potência Reativa Trifásica para um afundamento tipo D	62
Figura 26 - Tensão na Fase A.....	66
Figura 27 - Tensão na Fase B.....	67
Figura 28 - Tensão na Fase C.....	67
Figura 29 - Corrente na Fase A	68
Figura 30- Corrente Máxima na Fase A.....	68
Figura 31 - Corrente Máxima.....	69
Figura 32 – Frequência.....	69
Figura 33 - Potência Ativa Total	70
Figura 34 - Potência Reativa Total.....	70

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Limites para a avaliação qualitativa do desempenho da frequência durante distúrbios	26
Tabela 2 – Classificação da tensão de atendimento a partir da tensão de leitura para diferentes valores de tensão nominal	28
Tabela 3 - Limites globais de flutuação de tensão	30
Tabela 4 - Fatores de transferência	31
Tabela 5 – Limites individuais de flutuação de tensão	31
Tabela 6 – Limites globais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental	33
Tabela 7 – Limites individuais em porcentagem da tensão fundamental	33
Tabela 8 – Denominação das variações de tensão de curta duração	34
Tabela 9 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 230 kV	37
Tabela 10 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV	37
Tabela 11 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV	37
Tabela 12 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127)	37
Tabela 13 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (380/220)	38
Tabela 14 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (254/127)	38
Tabela 15 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (440/220)	38
Tabela 16 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (208/120)	38
Tabela 17 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (230/115)	38
Tabela 18 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (240/120)	39
Tabela 19 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/110)	39
Tabela 20 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental).....	41
Tabela 21 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental)	42
Tabela 22 – Número de lâmpadas no Laticínios FUNARBE	46
Tabela 23 – Quantidade de motores do Laticínios FUNARBE	46
Tabela 24 - Correntes mínimas, máximas e nominais para a fase A	63
Tabela 25 - Correntes mínimas, máximas e nominais para a fase B.....	63
Tabela 26 - Correntes mínimas, máximas e nominais para a fase C.....	64
Tabela 27 – Potências Ativas Trifásicas	64
Tabela 28 – Potências Reativas Trifásicas	65

Lista de Símbolos

A	Integral do Módulo do Desvio da Frequência
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASD	Controladores de Velocidade
CA	Corrente Alternada
CAG	Controle Automático de Geração
CCT	Contratos de Conexão aos Sistemas de Transmissão
CPST	Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão
CUST	Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
DC	Corrente Contínua
DFD	Desempenho da Frequência Durante Distúrbio
DFP	Desempenho da Frequência em Regime Permanente
DIPC	Duração da Interrupção do Ponto de Controle
DMIPC	Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle
DRC	Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica
DRCM	Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa de Violação de Tensão Precária
DRPM	Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária
f	Frequência medida
f ₀	Frequência Nominal
FIPC	Frequência da Interrupção do Ponto de Controle
FT	Funções Transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
n	Número de Leituras por Fase Válidas em Base Mensal
n _{lc}	Número de Leituras por Fase com Tensão de Atendimento Crítica em Base Mensal
n _{lp}	Número de Leituras por Fase com Tensão de Atendimento Precária em Base Mensal
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROREDE	Procedimentos de Rede
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
RMS	Valor Eficaz
SIN	Sistema Interligado Nacional
TA	Tensão de Atendimento
TC	Tensão Contratada
TL	Tensão de Leitura
TN	Tensão Nominal
Δf	Desvio da Frequência

SUMÁRIO

Dedicatória	i
Agradecimentos.....	v
Resumo.....	vi
Abstract	vii
SUMÁRIO.....	11
1. Introdução.....	12
1.1. Objetivo Geral	12
2. Revisão Bibliográfica	14
2.1. Harmônicos	14
2.1.1. Definição de Harmônico	14
2.1.2. Cargas do sistema elétrico de potência	14
2.2. Efeitos nos Equipamentos	15
2.2.1. Controladores de Velocidade (ASD).....	15
2.2.2. Capacitores	15
2.2.3. Disjuntores e fusíveis	16
2.2.4. Condutores	16
2.2.5. Equipamentos Eletrônicos.....	17
2.2.6. Lâmpadas	17
2.2.7. Medidores.....	17
2.2.8. Relés de proteção	18
2.2.9. Motores.....	18
2.2.10. Transformadores.....	18
2.3. Variações de tensão de curta duração	19
2.3.1. Curto circuito.....	19
2.3.2. Manobras	20
2.3.3. Atuação indevida da proteção	20
2.3.4. Condições climáticas.....	20
2.3.5. Estabilizadores e Condicionadores de Tensão	21
2.3.6. No-Breaks (UPS).....	21
2.3.7. Supressores.....	21
2.4. Normas Técnicas	22
2.4.1. Procedimentos de Rede (PROREDE)	22
2.4.1.1 Submódulo 2.8	23
2.4.2. Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST	35
2.4.2.1 Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica	36
3. Metodologia	45
4. Resultados	51
4.1. Simulações realizadas na planta desenvolvida em ambiente Simulink.....	51
4.2. Dados medidos no laticínio Funarbe	65
4.2.1. Tensão	65
4.2.2. Corrente	67
4.2.3. Frequencia	69
4.2.4. Potência Ativa Trifásica	70
4.2.5. Potência Reativa Trifásica.....	70
5. Conclusões	71
Referências Bibliográficas	72

Introdução

A qualidade de energia é hoje um dos tópicos mais discutidos na Engenharia Elétrica, já que nos últimos anos tem se percebido uma proliferação de equipamentos eletrônicos que, por um lado são geradores de perturbações, e por outro são cada vez mais sensíveis a qualidade da eletricidade [1] [2].

Até algumas décadas atrás, as mais prováveis fontes destas distorções eram oriundas das próprias concessionárias, principalmente dos sistemas de distribuição provocadas por ajustes de taps de transformadores, operações de chaves manobras, curtos circuitos, dentre outros fatores. Nessa época, do ponto de vista do consumidor, os equipamentos conectados à rede elétrica, apesar de produzirem muitos dos distúrbios atualmente conhecidos, não causavam grandes preocupações, pois os usuários não possuíam os dispositivos sofisticados, com alta tecnologia, como os existentes atualmente [3] [4].

Visando então definir um padrão para regulamentar a qualidade de energia, foram criados indicadores qualitativos e quantitativos, os quais expressam as condições de fornecimento de energia elétrica pelos diversos agentes do setor elétrico (geradoras, transmissoras, distribuidoras e comercializadoras) até os consumidores, buscando caracterizar a continuidade de suprimento e conformidade das formas de onda de tensão e corrente, sempre observando as condições consideradas adequadas para o bom desempenho do sistema elétrico e que atenda às necessidades de todos os agentes envolvidos.

De forma geral, os parâmetros e indicadores utilizados para caracterização dos distúrbios da QEE (Qualidade de Energia Elétrica) são relacionados às harmônicas, às flutuações de tensão, aos desequilíbrios de tensão, às variações de frequência e às variações de tensão de curta duração (VTCD's).

1.1. Objetivo Geral

Este trabalho tem como objetivo realizar através de simulações e do monitoramento da fábrica de laticínios FUNARBE, um estudo sobre a qualidade de energia neste ambiente, com foco em afundamentos de tensão.

Dado o objetivo geral, têm-se como objetivos específicos:

- Realizar o levantamento das principais cargas do laticínio FUNARBE;

- Implementar a fábrica no ambiente computacional Matlab/Simulink;
- Monitorar através do analisador de qualidade de energia FLUK, série 430, dados de corrente, tensão, frequência, potência ativa e reativa do laticínio FUNARBE, por 7 dias.
- Estudar o comportamento da corrente, potência ativa e reativa durante e após o afundamento.

2. Revisão Bibliográfica

2.1. Harmônicos

2.1.1. Definição de Harmônico

O harmônico é uma componente senoidal de uma onda periódica com uma frequência que é um múltiplo integral da frequência fundamental. Existem também os harmônicos não inteiros abaixo da frequência fundamental e também acima da frequência fundamental, denominadas respectivamente sub-harmônico e inter-harmônico.

2.1.2. Cargas do sistema elétrico de potência

Quando se tratando de distúrbios elétricos, as cargas do sistema elétrico de potência são basicamente divididas em três classes: as que não perturbam o sistema quando estão em operação, as que são vítimas dos problemas de qualidade da energia e as que causam distúrbios na rede elétrica [5].

Lidando-se com problema de qualidade energética, é interessante verificar a que classe pertence cada carga analisada, de modo assim, poder escolher o melhor método de ensaio para a identificação ou solução do problema.

As cargas resistivas puras, por exemplo, tendem a pertencer a primeira classe e geralmente causam apenas quedas na tensão eficaz em sistemas CA. Já as cargas reativas podem ser encontradas nas três classes, pois devido às condições de ressonância no sistema CA pode causar o aumento das tensões de linha nos barramentos de alimentação, fluxos danosos nos capacitores e transitórios de tensão ou corrente.

Já as cargas não lineares, como televisores, lâmpadas fluorescentes, dimmers e etc , usualmente se encontram nas duas últimas classes, uma vez que seus dispositivos semicondutores, alternam entre os estados de corte e condução rapidamente, provocando cortes abruptos na condução de corrente ou provocam uma drenagem de energia não compatível com o ciclo linear da energia absorvida resultando em uma onda distorcida, carregada de componentes harmônicos.

As cargas lineares, isto é, aquelas que não alteram seu valor ôhmico em função da tensão aplicada ou da quantidade de corrente que por ela flui, tende em geral a serem cargas não perturbadoras.

2.2. Efeitos nos Equipamentos

2.2.1. Controladores de Velocidade (ASD)

Os ASD's são controladores eletrônicos que permitem o controle de velocidade de motores AC ou DC. Nas literaturas, esses dispositivos são geralmente considerados como apenas cargas perturbadoras e não como cargas perturbadas. Entretanto, na prática esses equipamentos são vulneráveis a uma variedade de distúrbios [6].

2.2.2. Capacitores

O uso de capacitores para melhorar o fator de potência e tensão tem uma influência significativa no nível de harmônicos. Capacitores não geram harmônicos, mas podem fornecer loops na rede para possíveis condições de ressonância. Essas condições de ressonância, envolvendo capacitores, podem causar tipicamente tensões de linha perigosamente altas nos barramentos de alimentação, bem como provocar fluxos de correntes danosos circulando pelos capacitores [6].

As presenças de componentes harmônicas ainda podem causar um sobreaquecimento e um maior estresse dielétrico do capacitor, reduzindo, portanto sua vida útil.

Se as correntes estiveram acima dos limites estabelecidos, medidas corretivas podem ser tomadas, como:

1. Rearranjar o capacitor para outra parte do circuito, já que reduzindo a proximidade da ressonância você pode diminuir o sobre sinal de corrente. Preferencialmente as cargas geradoras de harmônicos e bancos de capacitores não devem compartilhar o mesmo transformador.
2. Para bancos de capacitores ligados em Y, a retirada do neutro pode evitar que o terceiro harmônico flua através dos capacitores.
3. Implantação de um reator tuning. O objetivo desse reator é ajustar a frequência de ressonância fora das tensões harmônicas de tensão ou corrente.

2.2.3. Disjuntores e fusíveis

As presenças de harmônicos na rede podem causar o mau funcionamento de dispositivos de proteção, como disjuntores e fusíveis, fazendo com que estes sejam disparados fora de seus limites especificados.

Dispositivos a corrente diferencial-residual, como o caso dos disjuntores, somam a corrente que circula nos condutores fase e neutro, e se o resultado não estiver entre a faixa determinada, é então disparado. A presença então de harmônicos de alta frequência pode provocar um erro nesse somatório de corrente e conseqüentemente afetar sua capacidade de interrupção [6].

Já os fusíveis, são dispositivos termicamente acionados, sendo que alguns consistem de várias fitas que são suscetíveis ao efeito de aquecimento. Então devido à presença de harmônicos o dispositivo acaba por sofrer um aumento de sua temperatura e assim reduzindo seu ponto de disparo.

2.2.4. Condutores

Há dois mecanismos nos quais as correntes harmônicas podem causar um aquecimento maior que o esperado pela corrente rms. O primeiro mecanismo é devido à redistribuição de corrente dentro do condutor e incluem o efeito pelicular e o efeito de proximidade. O efeito pelicular é o fenômeno responsável pelo aumento da resistência aparente de um condutor elétrico em função do aumento da frequência da corrente elétrica que o percorre [7]. Já o efeito de proximidade acontece quando um condutor é percorrido por uma corrente e esta induz correntes parasitas nos condutores adjacentes, assim aumentando as perdas nos condutores.

O segundo mecanismo trata-se da circulação de corrente pelo neutro. Correntes equilibradas sem nenhuma componente harmônica resultam em nenhuma corrente no neutro. Entretanto a presença de harmônicos e de cargas desequilibradas gera uma corrente de retorno através do neutro, no entanto, embora as correntes fundamentais se anulem entre si, não ocorre o mesmo com as componentes harmônicas. De fato, aquelas que são múltiplos ímpares do triplo da fundamental, as denominadas harmônicas “triple n”, somam-se no condutor neutro [6].

2.2.5. Equipamentos Eletrônicos

A presença de harmônicos na rede pode interferir no funcionamento dos equipamentos eletrônicos de diversos modos.

É comum nas redes de circuitos a utilização da passagem por zero da tensão para cálculos de calendário, no entanto, na presença de distorções harmônicas, pode ocorrer um aumento da frequência da passagem por zero da tensão o que pode acarretar o mau funcionamento do equipamento ou até mesmo interromper seu funcionamento. Um exemplo claro é um relógio digital doméstico que vai avançar rapidamente o tempo na presença de cruzamento de zeros adicionais devido a presença das distorções harmônicas [6].

Portanto, qualquer dispositivo que sincroniza o cruzamento de zero deve ser considerado vulnerável à perturbação de distorção harmônica.

Outro equipamento eletrônico que sofre influência dos harmônicos são as fontes de alimentação eletrônicas. Estas usam a tensão de pico da forma de onda para manter os filtros capacitivos em plena carga. Dependendo das frequências dos harmônicos presentes na rede e da relação de fase com a fundamental, pode-se então obter uma sobre ou sob tensão com graves distorções que pode interromper o funcionamento do aparelho.

2.2.6. Lâmpadas

As lâmpadas incandescentes são sensíveis aos níveis de tensão. Quando a distorção harmônica opera de forma a aumentar o valor RMS presente na lâmpada, essa acaba por sofrer um aumento na temperatura do seu filamento e conseqüentemente diminuindo a vida útil da lâmpada.

Nos últimos anos, em vista de uma racionalização do consumo energético, tem-se percebido uma substituição das lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes. Entretanto, tais mudanças têm trazido algumas desvantagens, como por exemplo, o aumento de harmônicos na corrente de alimentação causados por seus reatores [6].

2.2.7. Medidores

Os amperímetros e voltímetros mais modernos são relativamente imunes a influências das distorções harmônicas da onda. Em cada medidor, a tensão de entrada e a corrente são processadas usando um multiplicador eletrônico. Comumente são utilizadas técnicas de

variação da transcondutância, log/antilog, divisão por tempo, térmica e amostragem digital. Todas essas técnicas podem ser configuradas para responder aos valores eficazes de tensão e corrente, independente da amplitude harmônica ou fase, enquanto os harmônicos estiverem dentro da largura de banda do funcionamento do instrumento e a crista da onda não for excessivamente alta [6].

2.2.8. Relés de proteção

Os relés de proteção deveriam funcionar perfeitamente mesmo na presença de correntes distorcidas, entretanto na prática se percebe que as distorções na forma de onda da corrente afetam diretamente o desempenho do dispositivo, fazendo com que este opere indevidamente.

Os estudos ainda indicam uma dificuldade de prever seu comportamento quando submetidos a distorções harmônicas, já que mesmos relés de mesmo fabricante sujeitos as mesmas distorções harmônicas, não apresentam o mesmo comportamento de resposta [6].

2.2.9. Motores

Tensões não senoidais aplicados aos motores podem causar superaquecimento, pulsos de torque e ruído. Além disso, os controles de velocidades e o acionamento desses motores são alimentados por conversores que podem produzir distúrbios significantes na tensão [6]. Contribuindo assim, para um aumento dos níveis de harmônicos na rede.

Além disso, as tensões harmônicas provocam um aumento das perdas por corrente de Foucault nos motores, perdas adicionais devido a campos magnéticos harmônicos gerados no estator, onde cada um dos qual tenta fazer girar o motor a uma velocidade diferente ou mesmo inverter o sentido de rotação. Provoca ainda, um aumento na temperatura de funcionamento do motor, o que acaba gerando uma diminuição de sua vida útil.

2.2.10. Transformadores

O principal efeito dos harmônicos nos transformadores é o calor adicional gerado pelo conteúdo das correntes harmônicas, diminuindo, portanto sua vida útil. Outros problemas incluem possíveis ressonâncias entre a indutância do transformador e do sistema de

capacitância, “estresse” na isolação mecânica (ventilação e laminação), devido a ciclos de temperaturas e eventuais vibrações do núcleo [8].

2.3. Variações de tensão de curta duração

A denominação “Variação de Tensão de Curta Duração”, ou simplesmente VTCD, é uma definição da norma brasileira que engloba os distúrbios de elevação, afundamento e interrupção de tensão, desde que tenham duração entre um ciclo de 60 Hz e 1 minuto [9].

Dos distúrbios que prejudicam a qualidade da energia elétrica as VTCD's apresentam maior frequência de ocorrência e são logo percebidas por parte dos consumidores, pois de imediato geram prejuízos que podem chegar a valores incalculáveis. Os consumidores que possuem processos sensíveis são os mais afetados, um exemplo são os consumidores industriais, onde se verifica prejuízos que vão desde simples paradas nos processos produtivos, até perdas de lotes inteiros de produção e queimas de equipamentos. Por isso, atualmente as variações momentâneas de tensão têm sido apontadas como um dos principais fenômenos que afetam os processos industriais automatizados [10] [11] [12].

Estimativas mostram que os problemas de qualidade de energia geram um desperdício de 30 bilhões de dólares anualmente nos Estados Unidos e 3 bilhões de dólares no Brasil [13].

Os distúrbios na tensão ainda podem causar outros tipos de problema, como sobreaquecimento das máquinas rotativas, mau funcionamento dos sistemas eletrônicos de controle e proteção, falhas nos retificadores controlados, perdas de informação em equipamentos informativos, diminuição do desempenho dos motores, travamentos de computadores e distorção na tela de monitores [2] [14].

Tais distúrbios são geralmente, causadas por curtos circuitos, manobras na rede, atuação indevida da proteção, instabilidade ambiental, energização de grandes cargas que requerem altas correntes de partida e falhas nas conexões dos cabos de sistema. Algumas dessas causas serão detalhadas a seguir [10] [15]:

2.3.1. Curto circuito

Normalmente são responsáveis pelos afundamentos de tensão, podendo ter como consequência a elevação de tensão, dependendo do tipo de curto circuito ocorrido. Os efeitos não se limitam unicamente ao ponto de falta, mas se propagam pela rede elétrica atingindo

uma determinada região dependendo das características da rede elétrica, sendo que o centro crítico é o ponto de curto circuito [10].

2.3.2. Manobras

Outra contingência que também é responsável pelos afundamentos de tensão, são manobras de rede, sejam elas automáticas ou manuais. Quando a manobra é realizada de forma programada e correta, ocorrem distúrbios momentâneos, mesmo assim não são livres de causarem problemas, porém uma manobra mal realizada pode causar interrupção ou um curto circuito. É importante perceber que os distúrbios relativos às VTCD's são inerentes ao sistema, porém deve-se sempre procurar minimizar e melhorar as manobras necessárias, com finalidade de aumentar a qualidade e desempenho da rede elétrica, conseqüentemente minimizando os distúrbios de VTCD's. Exemplos de manobras são: comutação para transferência de linha, manobras para realização de manutenção e manobras de cargas [10].

2.3.3. Atuação indevida da proteção

A atuação da proteção é normalmente causadora de afundamentos e interrupções e, em alguns casos de elevação de tensão, dependendo do tipo de ocorrência na rede elétrica [10].

2.3.4. Condições climáticas

As condições climáticas, tais como: chuva, vento e descargas atmosféricas, são causadores de afundamentos, surtos (transitórios) e elevações de tensão. Os distúrbios relacionados a esse tipo de causa são de difícil controle, pois sua parametrização e variáveis relacionadas são muitas e de difícil identificação [10].

Visando, portanto diminuir os efeitos das variações de tensão, geralmente são instalados equipamentos supridores de energia ou de proteção, como:

2.3.5. Estabilizadores e Condicionadores de Tensão

São utilizados para correção de variações de tensão na rede de entrada, conhecidos como estabilizadores ou reguladores de voltagem.

Para as correções são estabelecidas faixas máximas e mínimas na tensão a ser corrigida na entrada, e uma faixa de precisão ou regulação na saída, conhecida como regulação estática. Utilizam tecnologias por taps ou correção por ângulo de fase (linear) para corrigir estas oscilações. Cada tecnologia apresenta vantagens e desvantagens, devendo ser estudada a melhor aplicação [14].

2.3.6. No-Breaks (UPS)

São equipamentos eletro-eletrônicos cujo objetivo é fornecer tensão alternada por determinado período de tempo, durante a falta de energia, mantendo a carga em funcionamento. O (UPS) Uninterruptible Power System (Sistema Ininterrupto de Energia) passou a ser conhecido no Brasil como No-break . Utilizando como fonte de energia baterias (acumuladores de energia), estes equipamentos são dotados de carregadores-retificadores (transformam tensão AC em DC), e inversores (transformam tensão DC em AC). Os Modelos são diferenciados em tecnologia, recursos de segurança, tensão e potência. Os usuários devem pesquisar a melhor relação custo/benefício [14].

2.3.7. Supressores

Os supressores de surtos são dispositivos eletro-eletrônicos que se propõem a absorver e/ou desviarem para um ponto aterrado uma sobre corrente percebida, protegendo a carga. Estes dispositivos são construídos com a utilização de um ou mais componentes de acordo com o gama e tempo de ação da proteção. Os componentes mais conhecidos são os centelhadores a gás, varistores e tranzorbs. As diferenças entre tecnologias de proteção são definidas basicamente com os sistemas projetados para ficar em série ou paralelo com a carga, em forma de associação simples ou em cascata dos componentes mencionados. As características do produto deverão ser definidas de acordo com o nível de exposição do local aos distúrbios (pequeno - médio - grande) [14].

2.4. Normas Técnicas

As normas técnicas, como o próprio nome sugere, têm como objetivo a formulação e aplicação de regras para uma determinada atividade específica. Na atualidade vem assumindo importância decisiva nas economias modernas, atuando como uma ferramenta que apóia a oferta de produto e serviços competitivos, seguros, eficientes, eficazes e que refletem as expectativas e necessidades da sociedade.

No ramo energético, vem-se notando um aumento das cargas que influenciam na qualidade de energia, seja por injeção de harmônicos no sistema ou por provocar variações a tensão, corrente ou frequência do sistema. Paralelamente a isso, nota-se a necessidade de uma rede elétrica de alta qualidade já que também são crescentes os dispositivos sensíveis a essas variações, como no-breaks, dimmers, computadores.

Para garantir então, esse padrão de qualidade, alguns órgãos foram criados de forma a normalizar e fiscalizar os direitos e deveres que consumidores e concessionárias devem cumprir. No setor elétrico os principais são o ONS (Operador Nacional do Sistema Elétrico) e a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)

O ONS é uma entidade de direito privada criada em 26 de agosto de 1998, sem fins lucrativos com o objetivo de coordenar e controlar as operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica associadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN). A ONS é a responsável pela criação e implantação de mudanças das normas vigentes no Procedimentos de Rede (PROREDE) [16].

Já a ANEEL é uma autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME) e tem como finalidades regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do governo federal. É a ANEEL também o órgão responsável pela elaboração, aplicação e atualização dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [17].

2.4.1. Procedimentos de Rede (PROREDE)

São documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com participação dos agentes, e aprovados pela ANEEL, os quais definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN [18].

Seus principais objetivos são legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional. Além disso, estabelece as responsabilidades do ONS e dos Agentes de Operação, com base legal e contratual, sobre as atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico. Também especifica os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST), dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) [18].

Entre os diversos módulos existentes no PROREDE, daremos ênfase ao “Módulo 2 - Requisitos mínimos para instalações e gerenciamento de indicadores de desempenho”, “Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes” o qual estabelece o gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica, tais como frequência, tensão, continuidade de serviço e FT (Funções Transmissão).

2.4.1.1 Submódulo 2.8

Este submódulo define os indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteiras relacionados à Qualidade de Energia Elétrica (QEE) e os valores limites de referência, com o objetivo de atribuir responsabilidades e diretrizes para seus gerenciamentos.

Caso se verifique a necessidade, esse conjunto de indicadores podem sofrer alterações de forma a poder avaliar algum novo fenômeno que venha causar impacto relevante para o desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira ou para sublinhar a importância de algum fenômeno já conhecido em relação às cargas.

Os valores dos indicadores de desempenho são obtidos de diversas maneiras, como registro de interrupções, medição de tensão através de campanha ou de forma contínua, monitoração de eventos e simulações. De posse desses resultados é então possível a realização de uma análise de forma a avaliar o desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira quanto aos limites globais e individuais estabelecidos para os indicadores de flutuação, desequilíbrio e distorção harmônica de tensão além de recomendar medidas preventivas ou corretivas, no caso de violação dos limites [19].

Os indicadores foram agrupados em três grupos: indicadores de continuidade de serviço dos pontos de controle, indicadores de variação de frequência e indicadores de tensão.

O primeiro grupo quantifica a continuidade do serviço da rede básica e é representada por três indicadores monitorados em pontos de controle. O primeiro, o DIPC (Duração da Interrupção do Ponto de Controle), o qual é definido como o somatório das durações das interrupções do ponto de controle com duração maior ou igual a 1 (um) minuto, no período de apuração. O segundo, o FIPC (Frequência da Interrupção do Ponto de Controle), que consiste no número de vezes em que ocorreu interrupção do ponto de controle com duração maior ou igual a 1 (um) minuto, no período de apuração e o DMIPC (Duração Máxima da Interrupção do Ponto de Controle), que é a maior duração da interrupção do ponto de controle entre aquelas utilizadas no cálculo do indicador DIPC, no período de apuração [19].

De acordo com o submódulo 2.8, entende-se como interrupção de serviço do ponto de controle a condição onde este ponto do controle permanece com tensão nula por um período maior ou igual a 1 (um) minuto, em função de problemas internos ou externos à rede básica, sejam os eventos, locais ou remotos, programados ou não.

Com o objetivo de identificar pontos de controles com desempenho considerado atípico, e propor, se necessário ações corretivas, os indicadores DIPC, FIPC e DMIPC, são coletados de forma contínua pelo ONS e apurados em base mensal. A avaliação do desempenho de um determinado ponto de controle é então realizada através da comparação dos indicadores de desempenho DIPC histórico e FIPC histórico com os valores de DIPC referência e FIPC referência, podendo ainda, serem utilizados os indicadores DIPC anual e FIPC anual.

Os indicadores DIPC anual e de FIPC anual correspondem aos valores de DIPC e FIPC acumulados em um período consecutivo de 12 (doze) meses, os quais avaliam a dinâmica evolutiva de curto prazo do desempenho do ponto de controle. Já os indicadores DIPC histórico e FIPC histórico correspondem à média anualizada dos valores DIPC e FIPC acumulados ao longo de todo o período de apuração do desempenho do ponto de controle. Esses indicadores retratam a dinâmica evolutiva de longo prazo do desempenho do ponto de controle [19].

Os valores de DIPS referência e FIPC referência podem ser determinados de duas formas. A primeira partir do desempenho histórico do ponto de controle, a segunda através da simulação preditiva, onde os parâmetros taxa de falha de equipamentos, configuração da barra, tipo de proteção da instalação e tempo de indisponibilidade para manobra e reparo são considerados. Esses indicadores estabelecem o desempenho médio de longo prazo do ponto

de controle e se manterá inalterado até que se altere algum parâmetro utilizado na sua determinação ou alguma característica de instalação.

Caso a continuidade de serviço apresente um comportamento atípico, deve-se através da ONS, identificar as causas de tal desempenho e propor, caso necessário, ações corretivas cabíveis, notificando o agente responsável, quando for o caso, sendo esse responsável por atender as solicitações da ONS.

Outro grupo que ajuda a monitorar a qualidade do sistema elétrico são os indicadores de variação de frequência, através deles pode-se avaliar as condições de estabilidade da rede básica e prevenir a abertura das interligações entre subsistemas com formação de ilhas elétricas.

Além disso, os indicadores de variação de frequência têm como finalidades medir a capacidade e a eficiência do Sistema Interligado Nacional (SIN) em responder a demandas do sistema elétrico, como variação de carga, variação de geração e mudanças de topologia da rede elétrica, mantendo a frequência dentro dos limites estabelecidos. Refletindo assim a qualidade de operação, na coordenação dos recursos de geração do SIN e medindo a eficácia da resposta dos sistemas de Controle Automático de Geração – CAG em operação no período de apuração [19].

Para a avaliação da variação da frequência dois indicadores são utilizados, o DFP (Desempenho da Frequência em Regime Permanente) e DFD (Desempenho de Frequência durante Distúrbio).

O DFP avalia as variações de frequência durante operação do sistema elétrico em regime permanente e é calculado conforme (1).

$$DFP = \left(1 - \left(\frac{n}{144}\right)\right) \times 100 (\%) \quad (1)$$

Onde:

n = número de intervalos de 10 (dez) minutos, considerando o total de 144 intervalos diários, em que a integral do módulo do desvio de frequência (A) foi superior a 0,4 Hz.min.

Cálculo da integral do módulo do desvio da frequência (A) a cada 10 minutos é feita através de (2).

$$A = \int |\Delta f(t)|.dt \quad (Hz.min) \quad (2)$$

Onde:

A = Integral do módulo do desvio da frequência a cada 10 minutos

Δf = Desvio da frequência = $f - f_0$

f = Frequência medida (Hz)

f_0 = Frequência nominal 60,00 Hz

t = Tempo (minutos)

Segundo o submódulo 2.8 do PROREDE, o indicador DFP não deve apresentar mais que oito valores da integral do desvio da frequência superior a 0,4 Hz.min a cada dia. Além disso, em condições normais de variação de carga, em regime permanente, os desvios da frequência instantânea (valores absolutos sem integralização) em relação ao valor nominal não podem exceder a +/- 0,1 Hz.

Já o segundo indicador, o DFD, representa o percentual de intervalos de 10 minutos durante o dia em que a integral do módulo do desvio da frequência do sistema é inferior a 0,4 Hz.min.

Para uma análise qualitativa do desempenho de frequência durante os distúrbios, o indicador DFD contabilizados no período de um ano, devem, portanto seguir os valores limites apresentados na Tabela 1:

Tabela 1 - Limites para a avaliação qualitativa do desempenho da frequência durante distúrbios

Desempenho	Tempo acumulado máximo de exposição a desvios de frequência (seg)
$f > 66,0$ Hz	0
$63,5$ Hz $< f \leq 66,0$ Hz	30,0
$62,0$ Hz $< f \leq 63,5$ Hz	150,0
$60,5$ Hz $< f \leq 62,0$ Hz	270,0
$58,5$ Hz $\leq f < 59,5$ Hz	390,0
$57,5$ Hz $\leq f < 58,5$ Hz	45,0
$56,5$ Hz $\leq f < 57,5$ Hz	15,0
$f < 56,5$ Hz	0

De posse dos indicadores DFP e DFD, a ONS é capaz de gerenciar o desempenho da frequência, identificando e recomendando, quando necessário, ações que venham melhorar o desempenho operacional do SIN.

Além da continuidade de serviço e frequência, outro parâmetro importante na análise da qualidade de energia é a tensão. Com isso, alguns indicadores de tensão foram definidos de forma a podermos mensurar a qualidade do sistema.

Estes indicadores podem ser relativos à tensão de atendimento em regime permanente, a flutuações de tensão, desequilíbrios de tensão, distorções harmônicas de tensão e variação de tensão de curta duração,

Para tensão de atendimento em regime permanente nós temos que o desempenho da tensão de atendimento (TA) nos pontos de observação da tensão é quantificado por indicadores que refletem o percentual de tempo em base mensal em que a tensão de leitura (TL), em pu da tensão contratada (TC), pode ser classificada como adequada, precária ou crítica. No caso dos pontos de observação da tensão da rede básica, a tensão contratada é igual à tensão nominal (TC=TN). Os indicadores por ponto de observação da tensão são denominados Duração Relativa de Violação de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa de Violação de Tensão Crítica (DRC) [19].

Foi então definido que o valor do indicador DRP por ponto de observação da tensão é igual ao maior valor dentre os indicadores calculados para cada uma das fases no mesmo ponto $DRP_{por\ fase}$. Similarmente, o valor do indicador DRC por ponto de observação da tensão é igual ao maior valor dentre os indicadores calculados para cada uma das fases no mesmo ponto $(DRC_{por\ fase})$ [19].

Estes indicadores podem ser calculados através das expressões (3) e (4).

$$DRP_{por\ fase} (\%) = \left(\frac{nlp}{n} \right) \times 100 \quad (3)$$

$$DRC_{por\ fase} (\%) = \left(\frac{nlc}{n} \right) \times 100 \quad (4)$$

Onde:

nlp = número de leituras por fase com tensão de atendimento precária em base mensal;

nlc = número de leituras por fase com tensão de atendimento crítica em base mensal;

n = número de leituras por fase válidas em base mensal.

As leituras são realizadas a cada 10 minutos e representa o valor de tensão eficaz fase-neutro para cada fase, integralizada nesse intervalo.

As faixas de tensão adequada, precária ou crítica são definidas de acordo com os diferentes valores de tensão como são mostrados na Tabela 2 e na Figura 1.

Tabela 2 – Classificação da tensão de atendimento a partir da tensão de leitura para diferentes valores de tensão nominal

Tensão Nominal (TN) do Ponto de Medição [kV]	Classificação da tensão de atendimento (TA) a partir da tensão de leitura (TL), em pu de TC, para diferentes valores de tensão nominal (TN)		
	Adequada	Precária	Crítica
$TN \geq 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,93 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,93 TC$ ou $TL > 1,07 TC$
$69 \leq TN \leq 230$	$0,95 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,05 TC < TL \leq 1,07 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,07 TC$
$1 \leq TN \leq 69$	$0,93 TC \leq TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,93 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

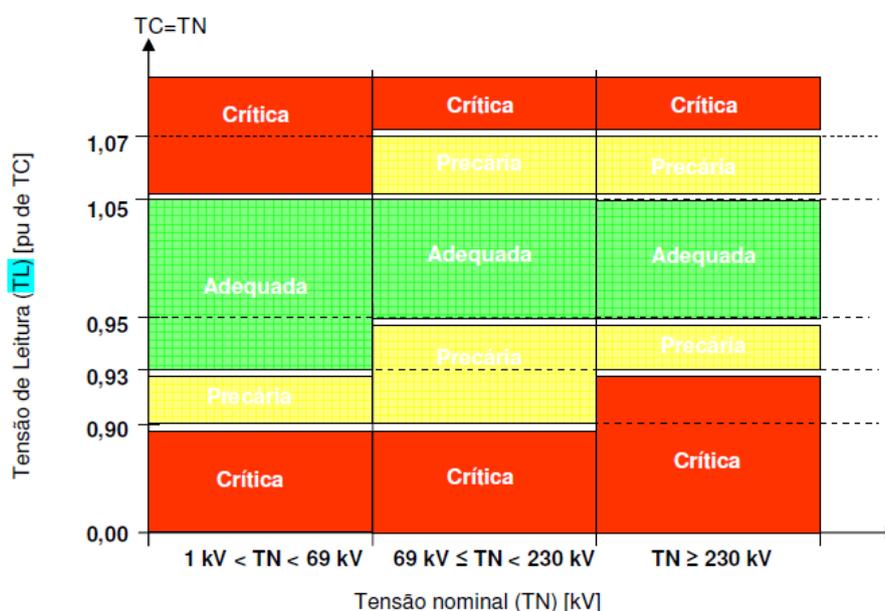


Figura 1 - Classificação da tensão de atendimento a partir da tensão de leitura para diferentes valores de tensão nominal

O desempenho da tensão de atendimento em regime permanente nos pontos de observação da tensão em base mensal é avaliado qualitativamente a partir da comparação dos indicadores DRP e DRC com os valores de referência máximos, onde a Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (DRPM) foi estabelecida em 3% e a Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica (DRCM) em 0,5% [19].

O desempenho ainda deve ser considerado como crítico quando apresentar, simultaneamente, no período de observação mensal, valores dos indicadores DRP e DRC superiores aos valores de referência máximos DRPM e DRCM.

Outro parâmetro o qual deve ser analisado nas tensões são suas flutuações, que de acordo com esse submódulo é definida como a variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz da tensão [19].

Flutuações aleatórias e repetitivas são geralmente causadas por operações de cargas não lineares que apresentam um consumo variável no tempo. Já as flutuações esporádicas relacionam-se em sua maioria com manobras de rede ou de carga.

As flutuações de tensão nos barramentos da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, provocadas pela operação das cargas não lineares instaladas nos consumidores livres ou alimentadas pelos agentes de distribuição, podem provocar uma série de distúrbios ao se propagarem através da rede. Entre os distúrbios destaca-se o que causa cintilação luminosa (flicker).

A cintilação luminosa é a impressão visual resultando das variações do fluxo luminoso nas lâmpadas causada pelas oscilações da tensão de alimentação. A intensidade da cintilação é uma representação quantitativa do incômodo visual percebido pelas pessoas expostas ao fenômeno.

Para quantificar a intensidade de cintilação dois indicadores foram estabelecidos, Indicador de Severidade de Cintilação de Curta Duração – Pst e Indicador de Severidade de Cintilação de Longa Duração – Plt, conforme descrição e recomendação da Comissão Internacional de Eletrotécnica na Publicação IEC 61000-4-15 (*Flickermeter – Functional and design specifications*)[20].

O indicador Pst representa a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 (dez) minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação, medidos conforme (5) :

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,1} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,28P_{10} + 0,08P_{50}} \quad (5)$$

Onde:

P_i corresponde ao nível de sensação de cintilação que foi ultrapassado durante $i\%$ do tempo, resultante do histograma de classificação por níveis, calculado conforme estabelecido na Publicação IEC-61000-4-15.

Já o indicador Plt representa a severidade dos níveis de cintilação causados pela flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 (duas) horas e é calculado a partir dos registros de Pst conforme (6):

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3} \quad (6)$$

Os indicadores de severidade de cintilação, aqui adotados como representativos da flutuação de tensão em barramentos da rede básica e em barramentos dos transformadores de frente, são PstD95%, que é o valor do indicador Pst que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de um dia (24 horas) e o PltS95%, valor do indicador Plt que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de uma semana, ou seja, de sete dias completos e consecutivos.

Para a avaliação de desempenho desses indicadores quanto à flutuação de tensão, foram estabelecidos alguns limites como mostra a Tabela 3. Esse valores limites fora expressos em função dos limites globais para tensão secundária de distribuição 220 V e da atenuação esperada quando a flutuação de tensão se propaga dos barramentos de rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira para os barramentos da rede secundária de distribuição.

Tabela 3 - Limites globais de flutuação de tensão

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite global inferior	$\frac{1 pu}{Ft}$	$\frac{0,8 pu}{Ft}$
Limite global superior	$\frac{2 pu}{Ft}$	$\frac{1,6 pu}{Ft}$

Onde Ft é o fator de transferência aplicável entre o barramento da rede básica ou o barramento dos transformadores de fronteira sob avaliação e o barramento da tensão secundária de distribuição eletricamente mais próximo. O Ft é calculado pela relação entre o valor do PltS95% do barramento sob avaliação e o valor do PltS95% do barramento da rede de distribuição. Nos casos onde os Ft entre os barramentos envolvidos não foram medidos, pode-se em principio utilizar os valores de Ft da Tabela 4 para a avaliação da flutuação de tensão nos barramentos da rede básica e nos barramentos dos transformadores de fronteira [19]:

Tabela 4 - Fatores de transferência

Barramento de tensão nominal ≥ 230 kV	Ft = 0,65
69 kV \leq Barramento de tensão nominal < 230 kV	Ft = 0,8
Barramento de tensão nominal < 69 kV	Ft = 1,0

Os limites globais apresentados na Tabela 4 foram estabelecidos com a premissa de que o limite global inferior para as tensões secundárias nos sistemas de distribuição (220 V) é 1 pu. Caso este limite seja alterado, por determinação do agente regulador, os valores estabelecidos devem ser revisados. Já a Tabela 3, apresenta os limites válidos mesmo para a tensão secundária de distribuição de 127 V, desde que o medidor utilizado seja ajustado para este nível de tensão.

Outra análise de desempenho quanto as cintilações luminosas pode ser realizadas quando utilizamos como base os limites individuais de flutuação de tensão, que consideram um nível de saturação igual a 80% dos limites globais inferiores estabelecidos pelos limites globais de flutuação de tensão, como mostra a Tabela 5:

Tabela 5 – Limites individuais de flutuação de tensão

PstD95%	PltS95%
$\frac{0,8 \text{ pu}}{Ft}$	$\frac{0,6 \text{ pu}}{Ft}$

De posse desses indicadores adota-se o seguinte procedimento para a avaliação de desempenho das flutuações de tensão: quando o valor do indicador for menor ou igual ao limite global inferior, o desempenho é considerado adequado; quando o valor apurado do indicador encontra-se entre os limites globais inferior e superior, o desempenho é considerado em estado de observação e quando o valor apurado for maior que o limite global superior, considera-se, a princípio, o desempenho inadequado.

Para as situações em estado de observação, caso seja realizada algum tipo de reclamação ou evidências de problemas relativos ao desempenho e/ou à integridade de alguma instalação, o ONS, em conjunto com agentes envolvidos, devem então buscar soluções ao problema. Já para desempenhos inadequados são definidas ações corretivas ou migratórias logo após a realização de investigações para a identificação de causas e responsabilidade.

Outro distúrbio é o desequilíbrio de tensão nos barramentos da rede básica e nos barramentos dos transformadores de fronteira. O indicador para avaliá-lo é o Fator de Desequilíbrio de Tensão (K), que exprime a relação entre as componentes de sequência negativa (V2) e sequência positiva (V1) da tensão, expresso em termos percentuais da componente de sequência positiva conforme (7)

$$K = \frac{v_2}{v_1} \times 100 \quad (7)$$

Para a definição do valor do indicador a ser comparado com o valor limite, identificado como KS95%, deve-se ao longo de sete dias consecutivos, determinar o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de um dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de dez minutos. O valor do indicador corresponde ao maior entre os setes valores obtido anteriormente, em base diária.

Para a avaliação de desempenho do desequilíbrio de tensão, foram estabelecidos limites tanto globais como individuais, sendo que o limite global nos barramentos da rede básica e nos barramentos dos transformadores de fronteira, KS95% deve ser menos ou igual a 2%, enquanto que para o limite individual, KS95% deve ser menor ou igual a 1,5%.

Outro fator importante na análise da qualidade de tensão é avaliar seu desempenho global quanto a harmônicos, em regime permanente.

Procurando então quantificar o conteúdo harmônico total existente em um barramento da rede básica ou nos barramentos dos transformadores de fronteira, foi introduzido o conceito da Distorção de Tensão Harmônica Total – DTHT, que consiste na raiz quadrada do somatório quadrático das tensões harmônicas de ordem 2 a 50 conforme (8):

$$DTHT = \sqrt{\sum \left(100 \frac{v_h}{v_1}\right)^2} \quad (em \%) \quad (8)$$

Onde :

v_h = tensão harmônica de ordem h em volts.

v_1 = tensão à frequência fundamental obtida durante a medição em volts.

Os valores dos indicadores – tanto o indicador total (DTHTS95%) quanto os indicadores por harmônicos – a serem comparados com os valores limites são obtidos da seguinte forma. Primeiro determina-se o valor que foi superado em apenas 5% dos registros obtidos no período de um dia (24 horas), considerando os valores dos indicadores integralizados em intervalos de dez minutos, ao longo de sete dias consecutivos, em seguida determina-se o valor do indicador corresponde ao maior entre os sete valores obtidos, anteriormente, em base diária.

Já os valores dos limites globais inferiores correspondentes aos indicadores de tensões harmônicas individuais de ordens 2 a 50, bem como ao indicador DTHTS95% estão apresentados na

Tabela 6:

Tabela 6 – Limites globais inferiores de tensão em porcentagem da tensão fundamental

V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR (%)	ORDEM	VALOR (%)	ORDEM	VALOR (%)	ORDEM	VALOR (%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		≥ 8	1%			≥ 8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
≥ 27	1%			≥ 27	0,5%		
DTHTS95% = 6%				DTHTS95% = 3%			

Os limites globais superiores são determinados pela multiplicação dos limites globais inferiores correspondentes pelo fator (4/3). Por exemplo, os limites globais superiores relativos aos indicadores DTHTS95% para $V < 69$ kV e $V \geq 69$ kV são, respectivamente, 8% e 4%.

Outra análise ainda pode ser feita, quando comparando os indicadores quanto aos seus limites individuais. Estes limites de tensões harmônicas de ordens 2 a 50, bem como o limite para a Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHTS95%), são apresentados na Tabela 7.

Tabela 7 – Limites individuais em porcentagem da tensão fundamental

13,8 kV ≤ V < 69 kV				V ≥ 69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
ORDEM	VALOR (%)	ORDEM	VALOR (%)	ORDEM	VALOR (%)	ORDEM	VALOR (%)
3 a 25	1,5%			3 a 25	0,6%		
		Todos	0,6%			Todos	0,3%
≥ 27	0,7%			≥ 27	0,4%		
DTHTS95% = 3%				DTHTS95% = 1,5%			

Assim como o gerenciamento dos indicadores de flutuação e desequilíbrio, os indicadores de distorção harmônica têm como objetivo identificar barramentos da rede básica e

barramentos dos transformadores de fronteira com desempenho aquém do estabelecido e quando necessário, propor ações corretivas.

Como último indicador de tensão, nós temos a Variação de Tensão de Curta Duração (VTCD).

O VTCD é caracterizado por ser um evento aleatório com um desvio significativo de tensão, por curto intervalo de tempo, do valor eficaz da tensão.

O cálculo do valor eficaz da tensão é realizado através da média quadrática dos valores instantâneos da tensão, em um período mínimo de meio ciclo e máximo de um ciclo.

As VTCD podem ser classificadas de acordo com sua duração e amplitude, como é mostrado na Tabela 8.

A duração de uma VTCD é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal ultrapassa determinado limite até o instante em que essa variável volta a cruzar esse limite. Já a amplitude é considerada pelo valor extremo do valor eficaz da tensão em relação à tensão nominal do sistema no ponto considerado, enquanto perdurar o evento [19].

Tabela 8 – Denominação das variações de tensão de curta duração

Denominação	Duração da variação	Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão nominal
Interrupção momentânea de tensão	inferior ou igual a 3 (três) segundos	inferior a 0,1 pu
Afundamento momentâneo de tensão	superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9 pu
Elevação momentânea de Tensão	superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a 3 (três) segundos	superior a 1,1 pu
Interrupção temporária de Tensão	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	inferior a 0,1 pu
Afundamento temporário de tensão	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Elevação temporária de Tensão	superior a 3 (três) segundos e inferior ou igual a 1 (um) minuto	superior a 1,1 pu

Além dos parâmetros duração e amplitude, a severidade da VTCD em cada fase é também caracterizada pela frequência de ocorrência, que corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorre por unidade de tempo.

Num ponto de observação da tensão, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento. Assim sendo, eventos simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de observação da tensão (agregação de fases) e, em seguida, eventos consecutivos, em um período de um minuto, no mesmo ponto são agregados compondo um único evento (agregação temporal). Entretanto afundamentos e elevações são tratados separadamente, compondo um afundamento e uma elevação no ponto de observação da tensão.

Para a análise de desempenho das VTCD não são atribuídos limites de referência, de acordo com a experiência internacional. O ONS, através de processo de apuração e gerenciamento acompanha e divulga o desempenho dos pontos de observação da tensão com base nos indicadores supracitados. Tal informação serve como referência de desempenho para todos os agentes.

2.4.2. Procedimentos de Distribuição de Energia no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST

Os Procedimentos de Distribuição – PRODIST são normas que disciplinam o relacionamento entre as distribuidoras de energia elétrica e demais agentes (unidades consumidoras e centrais geradores) conectados aos sistemas de distribuição, que incluem redes e linhas em tensão inferior a 230 quilovolts (kV), sejam em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT). Tratam, também, do relacionamento entre as distribuidoras e a Agência Nacional de Energia Elétrica, no que diz respeito ao intercâmbio de informações [17].

O PRODIST contém oito módulos e seus principais objetivos são garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade, além de propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre os agentes. O PRODIST busca também disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica e estabelece os requisitos para intercâmbios de informações entre os agentes setoriais [21].

Diversos são os agentes subordinados aos Procedimentos de Rede, entre eles temos concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica; consumidores de energia elétrica com instalações conectadas ao sistema de distribuição, em qualquer classe de tensão (BT, MT e AT); agentes importadores ou exportadores de energia elétrica conectados ao sistema de distribuição, ONS e outros [21][22].

Entretanto, cada módulo do PRODIST, abrange diferentes agentes, por isso devem-se observar os agentes subordinados em cada módulo. Nesta revisão daremos ênfase ao Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.

2.4.2.1 Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica

O Módulo 8 tem como objetivo estabelecer os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do produto e a qualidade do serviço prestado [22].

Sua área de abrangência consiste em consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição, produtores de energia, distribuidoras, agentes importadores ou exportadores de energia elétrica, transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão (DIT) e o Operador Nacional do Sistema (ONS).

Para que se pudesse estabelecer a qualidade do produto em regime permanente ou transitório, sete aspectos são levados em consideração: tensão em regime permanente, fator de potência, harmônicos, desequilíbrio de tensão, flutuação de tensão, variações de tensão de curta duração e variação de frequência.

Para a análise da tensão em regime permanente, os valores de tensão medidos devem ser comparados à tensão de referência, a qual deve ser a tensão nominal ou contratada, de acordo com o nível de tensão do ponto de conexão. Para cada tensão de referência, as leituras a ela associadas classificam-se em três categorias: adequadas, precárias ou críticas, baseando-se no afastamento do valor da tensão de leitura em relação à tensão de referência.

Caso as tensões contratadas sejam realizadas entre distribuidoras e esta for igual ou superior a 230 kV, então a tensão nos pontos de conexão deverá ser a tensão nominal de operação do sistema. Se a tensão nominal de operação for inferior a 230 kV, a tensão contratada nos pontos de conexão poderá situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação do sistema no ponto de conexão [22].

Com relação às tensões contratadas junto à distribuidora, se a tensão nominal de operação for superior a 1kV, a tensão contratada nos pontos de conexão pelos acessantes deve situar-se entre 95% e 105% da tensão nominal de operação. Caso a tensão nominal do sistema seja igual ou inferior a 1kV, a tensão contratada deve ser igual a tensão nominal.

Com relação à regulação das tensões de atendimentos para as tensões contratadas pelos acessantes da Rede Básica ou contratada entre distribuidoras, devem ser classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme Procedimentos de Rede ou conforme as Tabelas 9, 10 e 11. Se as tensões de atendimento forem contratadas junto à distribuidoras, devem portanto serem classificadas de acordo com as faixas de variação da tensão de leitura, conforme as Tabelas 12 à 19.

Tabela 9 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,93TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,93TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 10 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou superior a 69 kV e inferior a 230 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,95TR$ ou $1,05TR < TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Tabela 11 – Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL < 0,93TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05TR$

Tabela 12 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 231) / (116 \leq TL \leq 133)$
Precária	$(189 \leq TL < 201$ ou $231 < TL \leq 233) / (109 \leq TL < 116$ ou $133 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 189$ ou $TL > 233) / (TL < 109$ ou $TL > 140)$

Tabela 13 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (380/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(348 \leq TL \leq 396) / (201 \leq TL \leq 231)$
Precária	$(327 \leq TL < 348 \text{ ou } 396 < TL \leq 403) / (189 \leq TL < 201 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 327 \text{ ou } TL > 403) / (TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$

Tabela 14 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (254/127)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(232 \leq TL \leq 264) / (116 \leq TL \leq 132)$
Precária	$(220 \leq TL < 232 \text{ ou } 264 < TL \leq 269) / (109 \leq TL < 116 \text{ ou } 132 < TL \leq 140)$
Crítica	$(TL < 220 \text{ ou } TL > 269) / (TL < 109 \text{ ou } TL > 140)$

Tabela 15 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (440/220)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(402 \leq TL \leq 458) / (201 \leq TL \leq 229)$
Precária	$(380 \leq TL < 402 \text{ ou } 458 < TL \leq 466) / (189 \leq TL < 201 \text{ ou } 229 < TL \leq 233)$
Crítica	$(TL < 380 \text{ ou } TL > 466) / (TL < 189 \text{ ou } TL > 233)$

Tabela 16 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (208/120)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(196 \leq TL \leq 229) / (113 \leq TL \leq 132)$
Precária	$(189 \leq TL < 196 \text{ ou } 229 < TL \leq 233) / (109 \leq TL < 113 \text{ ou } 132 < TL \leq 135)$
Crítica	$(TL < 189 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 109 \text{ ou } TL > 135)$

Tabela 17 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (230/115)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(216 \leq TL \leq 241) / (108 \leq TL \leq 127)$
Precária	$(212 \leq TL < 216) \text{ ou } (241 < TL \leq 253) / (105 \leq TL < 108 \text{ ou } 127 < TL \leq 129)$
Crítica	$(TL < 212 \text{ ou } TL > 253) / (TL < 105 \text{ ou } TL > 129)$

Tabela 18 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (240/120)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(216 \leq TL \leq 254) / (108 \leq TL \leq 127)$
Precária	$(212 \leq TL < 216 \text{ ou } 254 < TL \leq 260) / (106 \leq TL < 108 \text{ ou } 127 < TL \leq 130)$
Crítica	$(TL < 212 \text{ ou } TL > 260) / (TL < 106 \text{ ou } TL > 130)$

Tabela 19 – Pontos de conexão em Tensão Nominal igual ou inferior a 1kV (220/110)

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)
Adequada	$(201 \leq TL \leq 229) / (101 \leq TL \leq 115)$
Precária	$(189 \leq TL < 201 \text{ ou } 229 < TL \leq 233) / (95 \leq TL < 101 \text{ ou } 115 < TL \leq 117)$
Crítica	$(TL < 189 \text{ ou } TL > 233) / (TL < 95 \text{ ou } TL > 117)$

A tensão de atendimento associada às leituras deve ser classificada segundo faixas em torno da tensão de referência (T_R), conforme a Figura 2.

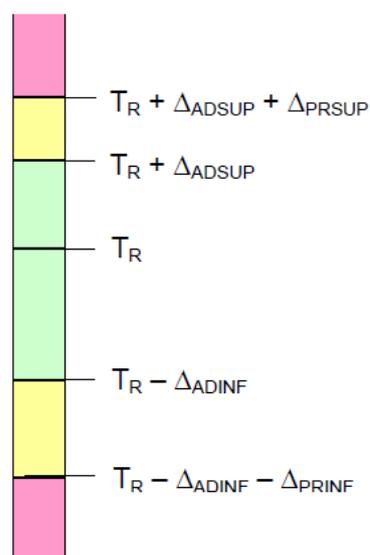


Figura 2 - Faixas de Tensão em Relação à de Referência

Onde:

Tensão de Referência (T_R);

Faixa Adequada de Tensão ($T_R - \Delta_{ADINF}$, $T_R + \Delta_{ADSUP}$);

Faixas Precárias de Tensão ($T_R + \Delta_{ADSUP}$, $T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$,

$T_R - \Delta_{ADINF}$);

Faixas Críticas de Tensão ($> T_R + \Delta_{ADSUP} + \Delta_{PRSUP}$ ou $< T_R - \Delta_{ADINF} - \Delta_{PRINF}$)

Procurando quantificar a qualidade da tensão em regime permanente, foi estabelecido indicadores tanto individuais como coletivos. Como indicadores individuais nós temos os DRP e DRC, duração relativa da transgressão para tensão precária e duração relativa da transgressão para tensão crítica respectivamente, que são calculados de acordo com (9) e (10).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (9)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 [\%] \quad (10)$$

Onde nlp e nlc representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente. Esse conjunto de leituras deve compreender o registro de mil e oito leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de dez minutos cada.

Os valores limites desses índices foram estipulados em 3% para DRP e 0,5% para DRC. Para agentes com instalações conectadas à Rede Básica, os indicadores DRP e DRC deverão ser calculados de acordo com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Um indicador coletivo ainda pode ser calculado trimestralmente, o ICC (Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica), o qual é calculado através de (11).

$$ICC = \frac{N_C}{N_L} \cdot 100 [\%] \quad (11)$$

Onde:

N_C = total de unidades consumidoras com DRC não nulo;

N_L = total trimestral de unidades consumidoras objeto de medição.

Outro fator importante na análise da qualidade de energia do sistema elétrico é o seu fator de potência. Para isso, seu valor deverá ser calculado a partir dos valores registrados das potências ativa e reativa (P e Q) ou das respectivas energias (EA, ER), utilizando (12) e (13).

$$fp = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (12)$$

ou

$$fp = \frac{EA}{\sqrt{EA^2 + ER^2}} \quad (13)$$

O controle do fator de potência deverá ser realizado por medição permanente e obrigatória no caso de unidades consumidoras atendidas pelo sistema de distribuição de média tensão e pelo sistema de distribuição de alta tensão e nas conexões entre distribuidoras, ou por medição individual permanente e facultativa nos casos de unidades consumidoras do Grupo B com instalações conectadas pelo sistema de distribuição de baixa tensão [22].

De acordo com a regulação vigente, o fator de potência para as unidades consumidoras ou conexões entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou ainda entre 1,00 e 0,92 capacitivo.

Outro fenômeno que deve ser analisado são as distorções harmônicas e para isso foram definidos dois indicadores, distorção harmônica individual de tensão de ordem h (DIT_h) e distorção harmônica total de tensão (DTT).

As expressões para os cálculos dessas grandezas são (14) e (15).

$$DIT_h \% = \frac{V_h}{V_1} \cdot 100 \quad (14)$$

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{h_{max}} V_h^2}}{V_1} \cdot 100 \quad (15)$$

Onde:

V_h = Tensão harmônica de ordem h;

V_1 = Tensão fundamental medida;

h_{max} = Ordem harmônica máxima;

Os valores de referência para distorções harmônicas totais estão indicados na Tabela 20:

Tabela 20 – Valores de referência globais das distorções harmônicas totais (em porcentagem da tensão fundamental)

Tensão nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (DTT) [%]
$V_N \leq 1\text{kV}$	10
$1\text{ kV} < V_N \leq 13,8\text{ kV}$	8
$13,8\text{ kV} < V_N \leq 69\text{ kV}$	6
$69\text{ kV} < V_N < 230\text{ kV}$	3

Os valores das distorções harmônicas individuais também devem se encontrar dentro das faixas estabelecidas pela Tabela 21.

Tabela 21 – Níveis de referência para distorções harmônicas individuais de tensão (em porcentagem da tensão fundamental)

Ordem Harmônica	Distorção Harmônica Individual de Tensão [%]				
	VN ≤ 1 kV		1 kV < VN ≤ 13,8 kV	13,8 kV < VN ≤ 69 kV	69 kV < VN < 230 kV
Ímpares não múltiplas de 3	5	7,5	6	4,5	2,5
	7	6,5	5	4	2
	11	4,5	3,5	3	1,5
	13	4	3	2,5	1,5
	17	2,5	2	1,5	1
	19	2	1,5	1,5	1
	23	2	1,5	1,5	1
	25	2	1,5	1,5	1
	>25	1,5	1	1	0,5
Ímpares múltiplas de 3	3	6,5	5	4	2
	9	2	1,5	1,5	1
	15	1	0,5	0,5	0,5
	21	1	0,5	0,5	0,5
	>21	1	0,5	0,5	0,5
Pares	2	2,5	2	1,5	1
	4	1,5	1	1	0,5
	6	1	0,5	0,5	0,5
	8	1	0,5	0,5	0,5
	10	1	0,5	0,5	0,5
	12	1	0,5	0,5	0,5
	>12	1	0,5	0,5	0,5

O desequilíbrio de tensão é outro fator que deve ser analisado. A expressão para o cálculo do desequilíbrio de tensão foi definida por (16).

$$FD\% = \frac{V_-}{V_+} \cdot 100 \quad (16)$$

Alternativamente, pode-se utilizar também (17), que conduz a resultados em consonância com (16).

$$FD\% = 100 \cdot \frac{\sqrt{1 - \sqrt{3 - 6\beta}}}{\sqrt{1 + \sqrt{3 - 6\beta}}} \quad (17)$$

Sendo

$$F\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{\left(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2\right)^2} \quad (18)$$

V_- = Magnitude da tensão de sequência negativa (RMS);

V_+ = Magnitude da tensão de sequência positiva (RMS);

FD = Fator de desequilíbrio;

V_{ab}, V_{bc}, V_{ca} = Magnitudes das tensões trifásicas de linha (RMS).

De acordo com esse módulo, os valores de referência para o FD deve ser igual ou inferior a 2%, com exceção da BT.

A flutuação de tensão também é de grande importância quanto à determinação da qualidade da tensão de um barramento do sistema de distribuição. Sua análise tem como objetivo avaliar o incômodo provocado pelo efeito da cintilação luminosa no consumidor, que tenha em sua unidade consumidora pontos de iluminação alimentado em baixa tensão [22]. Os padrões seguidos para os índices Pst e Plt são os mesmos determinados pelo Procedimento de Rede.

Para os indicadores e padrões de variação de curta duração o PRODIST novamente seguiu os dados determinados pelo PROREDE.

Por último, o módulo 8 faz uma abordagem sobre a variação de frequência, onde estabelece que os sistemas de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados na faixa entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

Além disso, as instalações de geração conectadas ao sistema de distribuição devem garantir que a frequência retorne para a faixa de 59,5 Hz a 60,5 Hz, no prazo de trinta segundos após

sair desta faixa, quando de distúrbios no sistema de distribuição, para permitir a recuperação do equilíbrio carga-geração.

Caso seja necessário o corte de geração ou de carga para restabelecer o equilíbrio carga-geração, durante os distúrbios no sistema de distribuição, a frequência não pode exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas. Entretanto pode permanecer acima de 62 Hz por no máximo trinta segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo dez segundos além de poder permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo dez segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo cinco segundos.

3. Metodologia

O Laticínios FUNARBE, localizada no campus da UFV (Universidade Federal de Viçosa), teve suas atividades iniciadas na segunda metade da década de 60. Entretanto sua inauguração oficial foi somente realizada em 15 de julho de 1971 com o nome ainda de Usina Piloto de Laticínios. No início da década de 70, o Laticínios passou a ser gerenciado pela CCLP (Cooperativa Central dos Produtores de Leite), sendo que na década de 80 há o seu desvinculamento passando então a ser administrada pela FUNARBE (Fundação Arthur Bernardes) [23].

Desde seus primórdios, a fábrica tem como objetivo sua utilização para aulas práticas de leite e derivados, principalmente vinculadas aos departamentos de Alimentos e Laticínios, desenvolvimento de pesquisa e fabricação de produtos.

Atualmente a empresa abrange uma área de aproximadamente 260 m² composta pelo Depósito/Administração, o prédio da Produção, onde se localiza a fábrica do Laticínio e também alguns laboratórios do curso de Engenharia de Alimentos. A área ainda é composta pelo prédio da Tecnologia de Alimentos, onde se encontram os departamentos de Laticínios e Engenharia de Alimentos, como mostra a Figura 3.

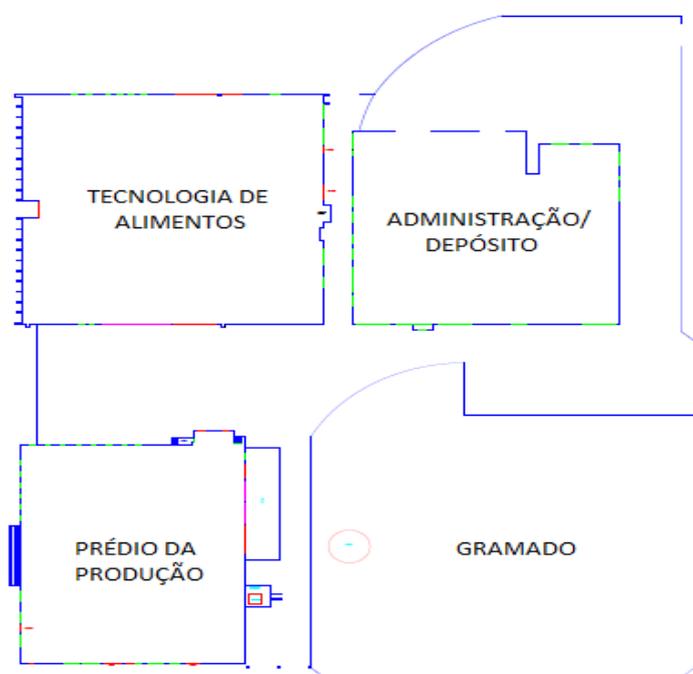


Figura 3 - Espaço físico da FUNARBE

A fábrica do laticínio, local de estudo deste trabalho, ocupa grande parte do prédio da Produção, aproximadamente 3 andares. Através dessa estrutura, o Laticínios FUNARBE, atende a diversos consumidores, inclusive fora do estado de Minas Gerais.

Hoje, com seus produtos vinculados ao nome VIÇOSA, a empresa vem se tornando referência nacional, sendo esta confirmada pelos prêmios conquistados nos diversos concursos pelo país, como por exemplo, o título de “Melhor Doce de Leite do Brasil” em quatro edições do Concurso Nacional de Produtos Lácteos (2001, 2004, 2006 e 2008).

Para início do estudo, foi então realizado um levantamento de algumas cargas da fábrica, como lâmpadas fluorescentes e motores, visto nas Tabelas 22 e 23. Os motores catalogados são todos de indução trifásica com rotor em gaiola de esquilo, ligados em delta e alimentados por tensão de linha de 220 V, já as lâmpadas são fluorescentes ligadas na tensão de 127 V.

Tabela 22 – Número de lâmpadas no Laticínios FUNARBE

	Quantidade de lâmpadas de 40 W
1° andar	40
2° andar	172
3° andar	16
Térreo	6
Total	234

Tabela 23 – Quantidade de motores do Laticínios FUNARBE

Potência dos motores (HP)	Quantidade de motores
2	1
3	5
5	2
6	3
25	2
30	1

Nota-se que o laticínio consome aproximadamente 9,36 kW com as lâmpadas e o 93,25 kW com os motores, totalizando um gasto com essas duas cargas de 102,61 kW. O consumo real da fábrica é um pouco maior, já que para este trabalho outras cargas não foram dimensionadas, como por exemplo computadores. A potência contratada da UFV é de 3,3 MW, portanto cerca de 3% desse total é consumido exclusivamente pela fábrica.

Entretanto, como grande parte do consumo energético da universidade é destinado a laboratórios e salas de aula, percebe-se uma grande oscilação na demanda consumida ao longo do dia, alcançando um índice reduzido de consumo entre 22 às 7 horas e um gasto

elevado entre 9 às 16 horas. Com isso, é comum que nos horários de pico, que a demanda contrata não seja suficiente pra suprir a total necessidade da UFV, e com a necessidade de se evitar o pagamento de multa a concessionária de energia é comum as interrupções de tensão dentro do campus.

Como grande parte dos motores da FUNARBE não apresenta religadores automáticos, a volta da tensão pode acarretar em distúrbios não só na indústria, mas em todo sistema conectado a rede elétrica. Portanto, com o objetivo de entender os problemas causados por essas quedas de tensão, uma planta computacional utilizando o Software Matlab/Simulink do laticínio, Figura 4, foi montada para que um estudo da qualidade energética pudesse ser realizado.

As simulações foram realizadas com duração de 30 segundos. O sistema elétrico de distribuição é em média tensão, 13,8 kV, as lâmpadas foram conectadas de forma não equilibrada, sendo conectadas 22 lâmpadas na fase A, 172 a fase B e 40 na fase C, o transformador utilizado é abaixador 13,8k/220 V, delta-Y com potência nominal de 225 kVA e os motores foram simulados funcionando com torque nominal.

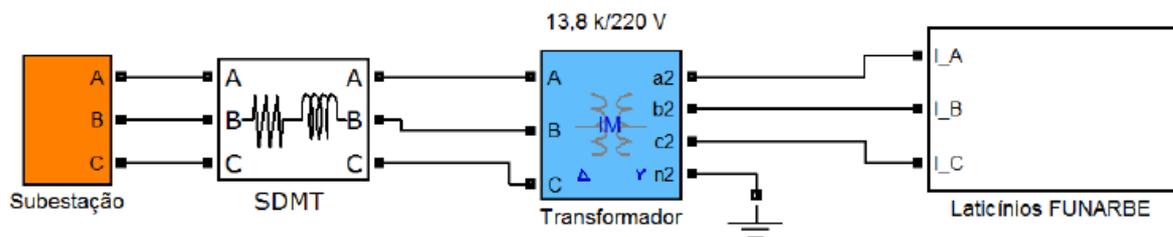


Figura 4 – Laticínios FUNARBE em ambiente Matlab/Simulink

Através da planta descrita acima, afundamentos momentâneos de tensão trifásicos, bifásicos e monofásicos, foram simulados podendo se enquadrar nas categorias tipo A, B, C ou D.

Os afundamentos momentâneos de tensão se caracterizam por ter uma duração superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual há três segundos, tendo sua amplitude de tensão superior ou igual a 0,1 pu e inferior a 0,9. A Figura 5 exibe um exemplo de afundamento trifásico do tipo A onde no instante 0,5 foi realizada uma queda de tensão de 90% do seu valor nominal, permanecendo assim durante 2 s. A partir 2,5 s iniciou-se um processo de recuperação do nível de tensão, chegando a 90% da tensão nominal no instante 3 s. Durante 0,5 s a tensão permaneceu neste estado e no instante 3,5 há novamente um aumento dos níveis de tensão, alcançando em 4,5 s o nível nominal de tensão novamente.

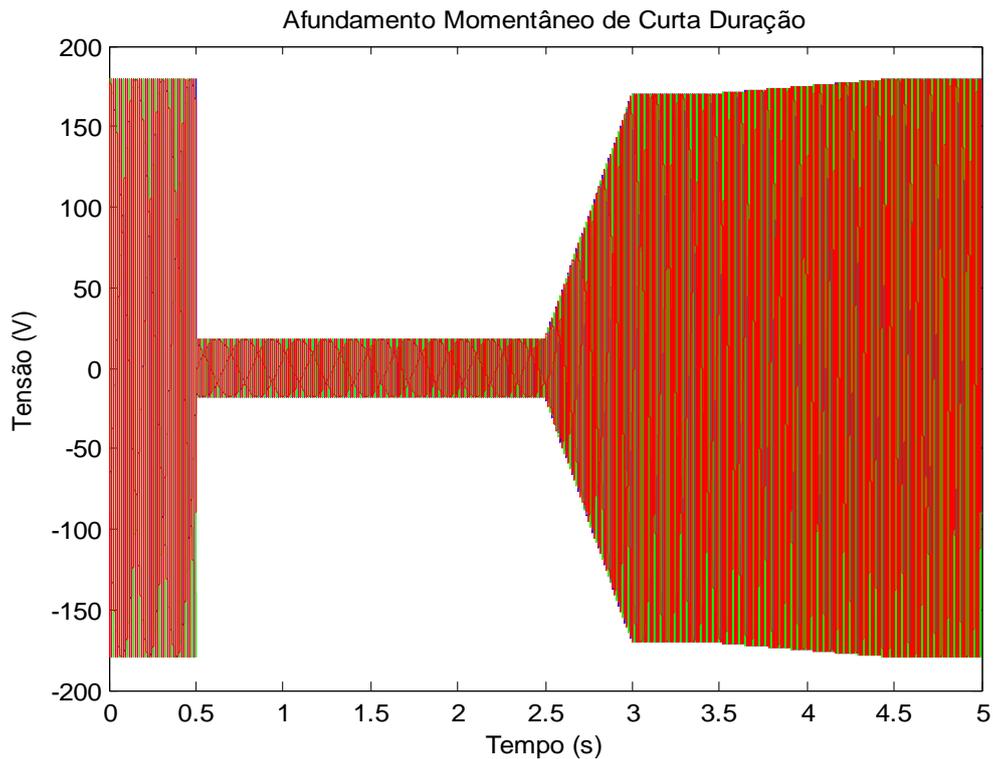


Figura 5 - Afundamento momentâneo de curta duração para tensão nominal igual a 127 V

O afundamento do tipo A é causado por faltas simétricas e suas representações matemáticas são descritas através (19), (20) e (21) [24] [25].

$$V_a = h \quad (19)$$

$$V_b = -\frac{1}{2}h - j\frac{\sqrt{3}}{2}h \quad (20)$$

$$V_c = -\frac{1}{2}h + j\frac{\sqrt{3}}{2}h \quad (21)$$

Onde:

V_a , V_b e V_c representam as tensões em pu das fases a, b e c respectivamente;

h ($0 < h < 1$) define a severidade na magnitude e na abertura angular resultante do afundamento de tensão.

Já para os casos do tipo B, C e D temos faltas assimétricas representadas pelas equações abaixo:

Tipo B:

$$V_a = h \quad (22)$$

$$V_b = -\frac{1}{2}h - j\frac{\sqrt{3}}{2}h \quad (23)$$

$$V_c = -\frac{1}{2}h + j\frac{\sqrt{3}}{2}h \quad (24)$$

Tipo C:

$$V_a = 1 \quad (25)$$

$$V_b = -\frac{1}{2}h - j\frac{\sqrt{3}}{2}h \quad (26)$$

$$V_c = -\frac{1}{2}h + j\frac{\sqrt{3}}{2}h \quad (27)$$

Tipo D:

$$V_a = h \quad (28)$$

$$V_b = -\frac{1}{2}h - j\frac{\sqrt{3}}{2}h \quad (29)$$

$$V_c = -\frac{1}{2}h + j\frac{\sqrt{3}}{2}h \quad (30)$$

A disposição fasorial desses afundamentos pode ser vista na Figura 6.

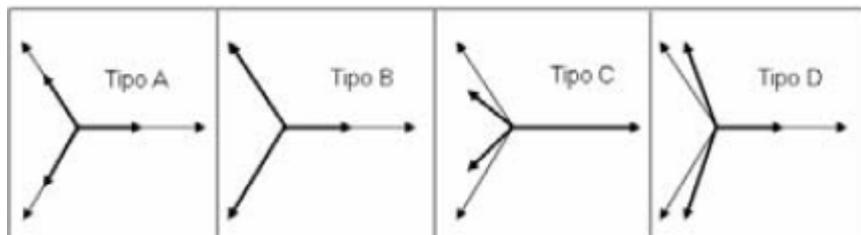


Figura 6 - Disposição fasorial dos afundamentos tipo A, B, C e D

Para cada tipo de afundamento foi portanto realizada uma simulação com o valor de $h=0,1$, $0,5$ e $0,8$ sendo que em todos os casos, os afundamentos eram iniciados no instante 15 segundos e encerrados após 3 segundos. Para o caso Tipo C adotou-se que os ângulos das tensões após o término do afundamento retornaram aos mesmos valores de antes da queda de tensão.

Entre os 14 motores da FUNARBE, dois são motores de reserva que dificilmente entram em operação, por isso a planta industrial foi simulada com 12 motores que partiram de acordo com a Figura 7. Ressalta-se que um conjunto de motores só parte após o conjunto anterior chegar à condição nominal e o afundamento que se inicia no instante 15 segundos ocorre quando todos os motores estão operando em condição nominal.



Figura 7 - Início da partida de cada motor

Realizada as simulações desses tipos de afundamentos, uma análise das potências ativas e reativas e das sobre correntes na saída do transformador foram realizadas, discutindo suas influências sobre o sistema.

Um monitoramento da fábrica também foi realizado, através do analisador de qualidade de energia FLUKE, série 430, entre os dias 15/04/2011 a 22/04/2011. Nesse período foram coletados dados de tensão, corrente, frequência, potência ativa e reativa. As medições eram realizadas a cada 5 minutos totalizando no final das medições um total de 2016 amostras de cada tipo de variável.

4. Resultados

4.1. Simulações realizadas na planta desenvolvida em ambiente Simulink

Todos os sistemas simulados apresentaram as mesmas características até o instante 15 s, ou seja, antes de sofrer o afundamento. Percebe-se através da Figura 8, que durante este intervalo um sinal de sobre corrente na fábrica a cada partida de algum grupo de motor, sendo este aumento de corrente necessário para a magnetização das bobinas dos motores. Com os motores magnetizados as correntes voltavam a atingir valores menores. Com todos os motores em funcionamento e em regime permanente o laticínio absorve uma corrente de aproximadamente 125 A.

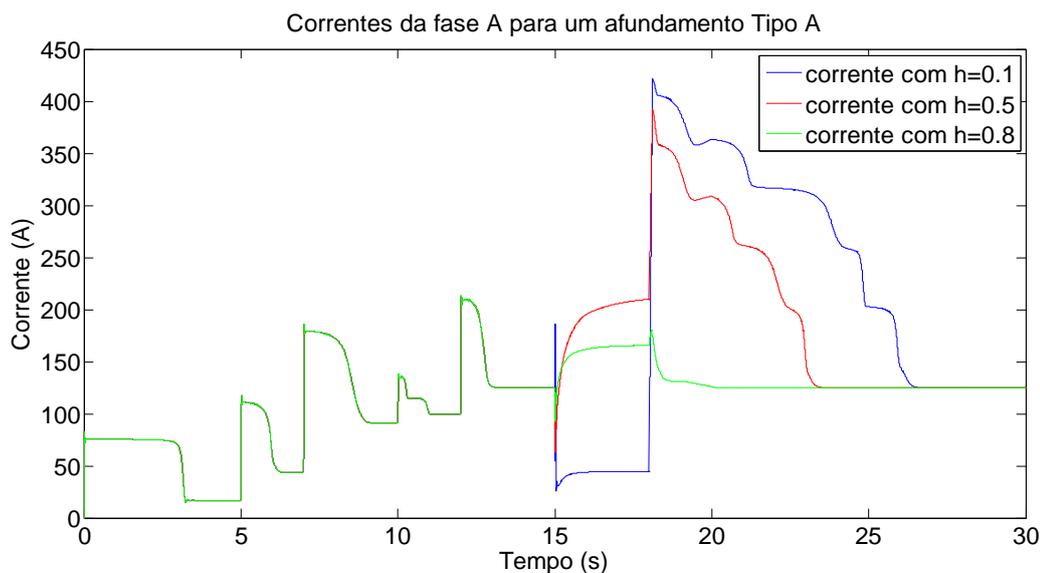


Figura 8 - Correntes na fase A para um afundamento Tipo A

Para as potências ativas e reativas, Figura 9 e Figura 10, respectivamente, percebem-se um aumento destes parâmetros a cada partida de um bloco de motores. O aumento do consumo de energia tanto ativa quanto reativa se deve novamente devido ao processo de magnetização dos motores. Encerrada a partida das máquinas e o sistema em regime permanente, a fábrica consome aproximadamente 48 kW e 21 kVAr.

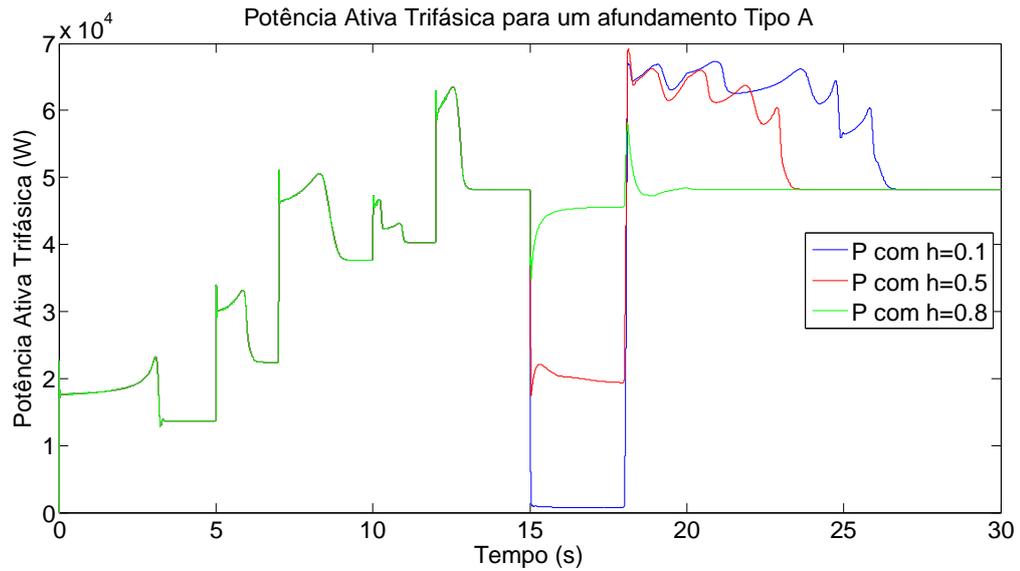


Figura 9 - Potência Ativa Trifásica para um afundamento Tipo A

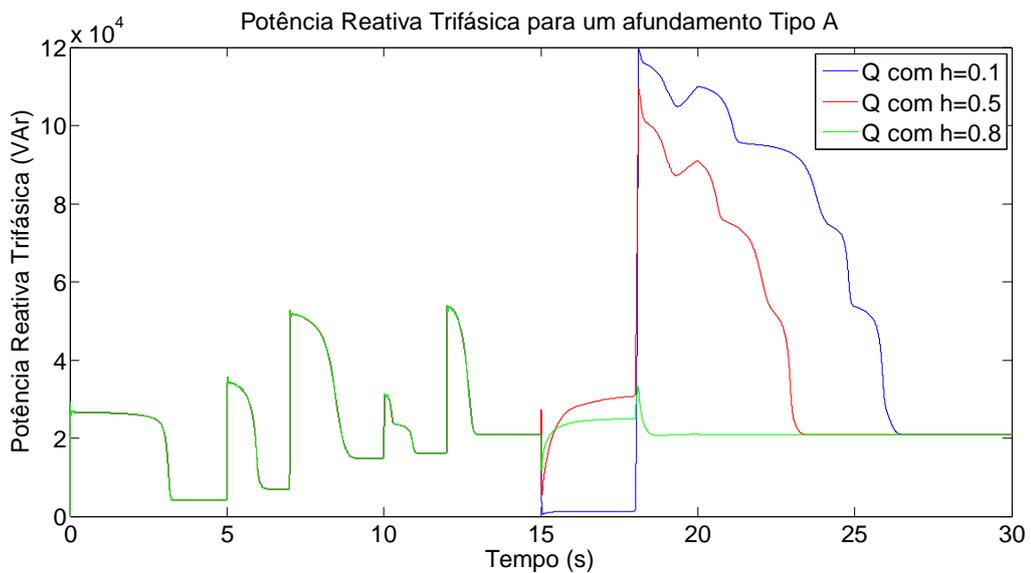


Figura 10 - Potência Reativa Trifásica para um afundamento Tipo A

Após os afundamentos, entretanto o sistema apresentou respostas diferentes para cada tipo de perturbação e por isso dividimos os resultados de acordo com o tipo de afundamento simulado.

1. Afundamento Tipo A

Trata-se de um afundamento equilibrado, entretanto, o sistema devido a diferentes quantidades de lâmpadas inseridas em cada fase é desequilibrado. Apesar disso o comportamento em cada fase do sistema é o mesmo, mudando-se apenas os módulos das

corrente, por isso representaremos apenas a variação de corrente da fase A, mostrado pela Figura 8, já que para as demais fases a análise será a mesma.

Realizando a comparação entre as correntes de cada fase para os diversos níveis de intensidade ($h = 0,1, 0,5$ e $0,8$), percebe-se que para $h=0,1$, no período do afundamento a corrente do sistema chega a alcançar um valor de $25,80$ A se estabilizando depois ainda durante o afundamento em um valor de 44 A, isso quer dizer aproximadamente 35% do valor em regime permanente. Quando o sistema estabiliza a tensão novamente, a corrente instantaneamente sofre um aumento chegando a $421,90$ A, aproximadamente $3,5$ vezes a corrente de regime permanente, para que as máquinas possam ser novamente magnetizadas. Apesar de o afundamento ter sido iniciado no instante 15 s e terminado em 18 s, para o afundamento Tipo A com $h=0,1$ somente em $26,8$ s que a fábrica voltou a operar em regime permanente.

Para $h=0,5$ nota-se que este é um afundamento menos nocivo ao sistema, seus valores extremos chegaram a $63,27$ A, como valor mínimo de corrente, e $393,13$ A como valor máximo, tendo ainda o sistema operando novamente em regime permanente no instante de $23,7$ s, aproximadamente 3 s antes do afundamento com $h=0,1$.

Para $h=0,8$, como os níveis de tensão caíram $0,8$ da tensão nominal, este tipo de afundamento provocou no sistema correntes de menores magnitudes, já que os motores não sofreram uma grande perda magnética. Quando se iniciou o afundamento a corrente chegou a $92,85$ A, e alcançou um valor máximo de $180,23$ A, logo depois do sistema voltar a tensão nominal. Ainda percebe-se que, no instante 20 s, o sistema entra novamente em regime permanente.

Analisando-se a potência ativa do sistema, Figura 9, nota-se que durante a perturbação da tensão, para os três valores de h simulados houve uma queda do consumo da potência ativa durante o afundamento, sendo a queda mais acentuada, para $h=0,1$, a qual chegou a alcançar o valor de 739 W. Com a reestabilização da tensão há um pico de potência em todas as simulações, sendo praticamente o mesmo para afundamentos com $h=0,1$ e $0,5$, $67,343$ kW e $69,180$ kW respectivamente e $58,253$ kW para $h=0,8$. Percebe-se, portanto que apesar do afundamento com $h=0,5$ apresentar uma queda de tensão menor, que para $h=0,1$, com a volta da tensão a normalidade, esse apresentou um maior valor de potência ativa consumida que para $h=0,1$ e $0,8$.

Para a potência reativa, viu-se que logo após a queda de tensão todos os sistemas apresentaram também uma queda de energia reativa. Entretanto, durante o período de afundamento, 15 s a 18 s, notou-se que para valores de $h=0,5$ e $0,8$ o sistema apresentou um

aumento da potência reativa, enquanto para $h=0,1$ esse aumento foi somente iniciado após o instante 18 s, onde a tensão volta a seu valor nominal. Com a reestabilização da tensão um pico de potência reativa pode ser notado, para os três valores de h , sendo para $h=0,1$ o de maior intensidade, alcançando um valor de 119,65 kVAr.

2. Afundamento Tipo B

Para o afundamento do tipo B, a queda de tensão foi realizada na fase A. Percebe-se, que para esta fase, Figura 11, durante o afundamento, as correntes apresentaram um aumento em relação à corrente em regime permanente, se estabilizando ainda durante a queda de tensão em aproximadamente 233 A, para $h=0,1$, 186 A para $h=0,5$ e 143 A para $h=0,8$.

Nota-se ainda que no instante 18 s, onde a tensão volta a atingir o valor nominal, o sistema sofre um pico de corrente, sendo este bem acentuado para $h=0,1$ onde se alcançou um valor de 329,01 A, 263% do valor de corrente em regime permanente. Para esta fase, o sistema se estabilizou no instante 23 s, 20 s e 20 s para respectivamente $h=0,1$, 0,5 e 0,8, portanto para os afundamentos de $h=0,5$ e 0,8 se estabilizam no mesmo instante, apesar das correntes apresentarem comportamentos diferentes perante a perturbação de tensão.

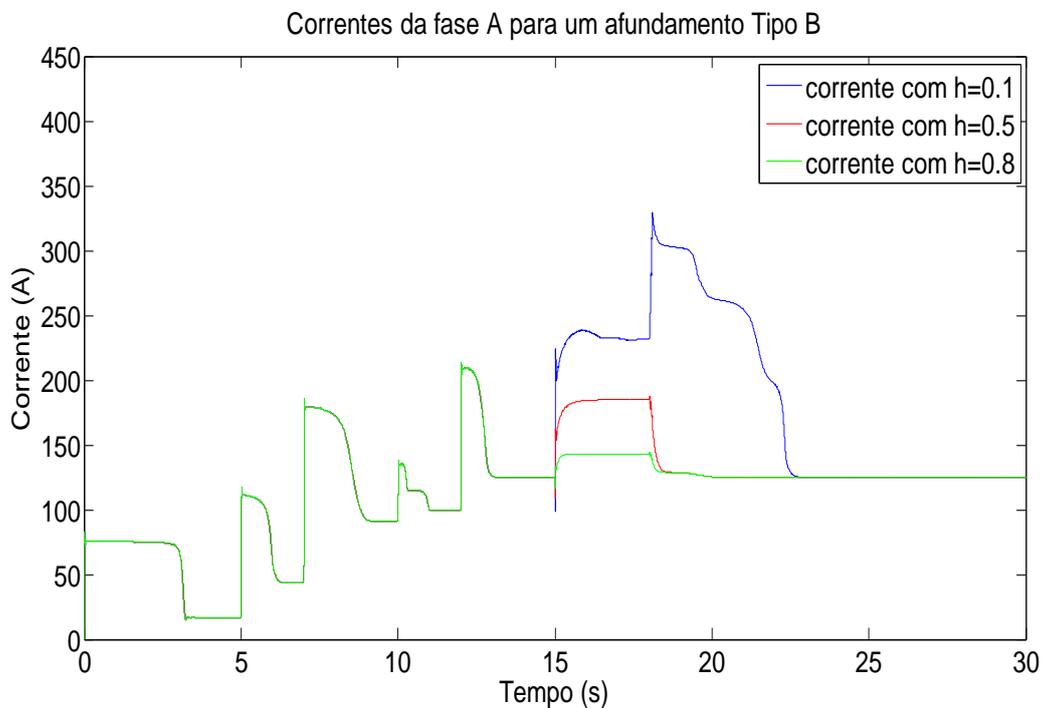


Figura 11 - Correntes na fase A para um afundamento tipo B

Para a fase B, Figura 12, com $h=0,1$ a corrente durante o afundamento chegou a 397,52 A, enquanto para $h=0,5$ e $h=0,8$ esses valores chegaram a 254,97 A e 194,72 A respectivamente. Após o período de perturbação da tensão observa-se uma queda da corrente para os 3 tipos de afundamento simulado, sendo o sistema estabilizado nos instantes 23 s, 20 s e 20 s para $h=0,1$, 0,5 e 0,8 respectivamente.

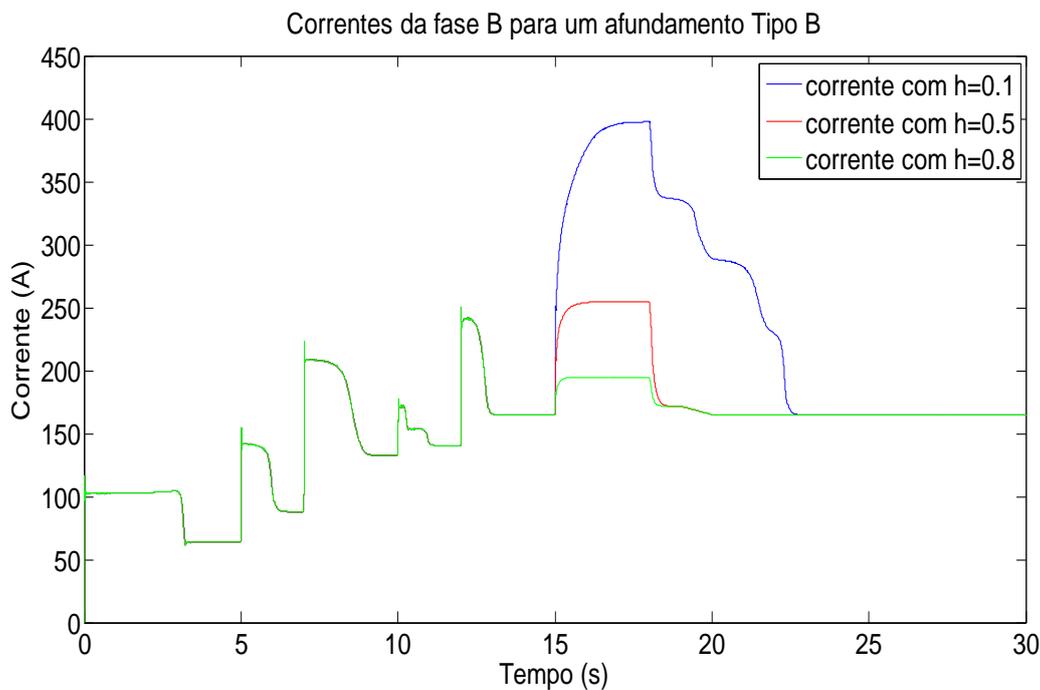


Figura 12 - Correntes na fase B para um afundamento tipo B

Para a fase C, Figura 13, nota-se um comportamento diferente das demais fases durante o afundamento, onde há uma queda de corrente durante o intervalo de 15 a 18 s. Para $h=0,1$, 0,5 e 0,8 as correntes atingiram os valores mínimos de 4,30 A, 30,76 A e 88,71 A respectivamente. Percebe-se ainda, que durante o período de queda de tensão, 15 s a 18 s, para $h=0,5$ e 0,8 depois de alcançar seu valor mínimo, instante 15 s, a corrente sofre um aumento se estabilizando abaixo do valor em regime permanente. Para $h=0,1$ essa estabilização durante o intervalo de queda de tensão ocorre a valores superiores que o nominal.

Com a reestabilização da tensão, para $h=0,1$ há um pico de corrente de 325,10 A, cerca de aproximadamente 150% a mais que a corrente em regime permanente, para os demais valores de h , os picos de corrente foram bem inferiores se estabilizando praticamente imediatamente após a normalidade da tensão.

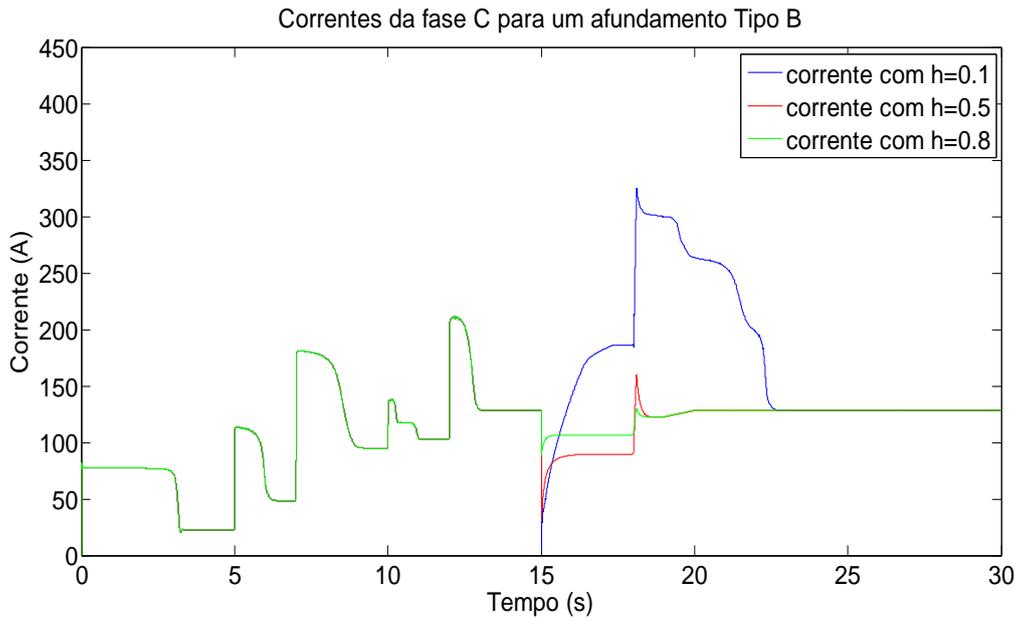


Figura 13 - Correntes na fase C para um afundamento tipo B

Através da Figura 14, percebeu-se que para $h=0,1$ e $0,5$ durante o afundamento de tensão houve aumento substancial da potência ativa, fato que não aconteceu para $h=0,8$, onde mesmo com a queda de tensão a potência ativa apresentou valores praticamente iguais ao em regime permanente. Nota-se ainda que logo após a normalização da tensão, para $h=0,5$ e $0,8$ a consumo de potência ativa volta a valores nominais praticamente instantaneamente, entretanto para $h=0,1$ o sistema demora ainda cerca de 5 s para voltar ao regime permanente.

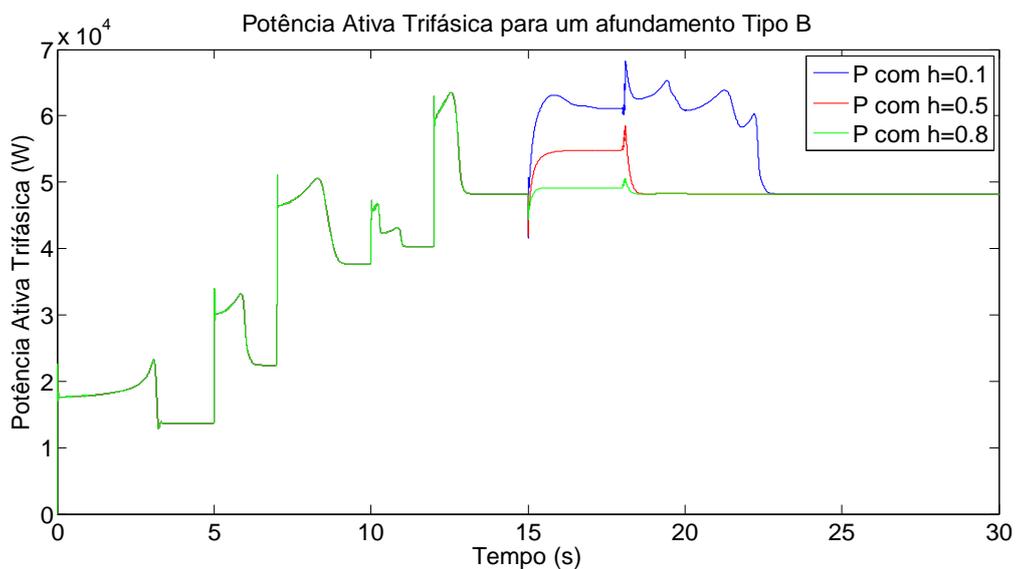


Figura 14 - Potência Ativa Trifásica para um afundamento tipo B

A potência reativa trifásica, Figura 15, para os valores de $h=0,5$ e $0,8$, durante e após o afundamento praticamente não sofreram nenhuma alteração, entretanto para o valor de $h=0,1$

logo após o início da perturbação da tensão já se percebe um aumento da potência reativa consumida, sendo esta com atingindo valores aproximadamente 4,5 vezes maior que a potência reativa consumida em regime permanente logo após o término do afundamento.

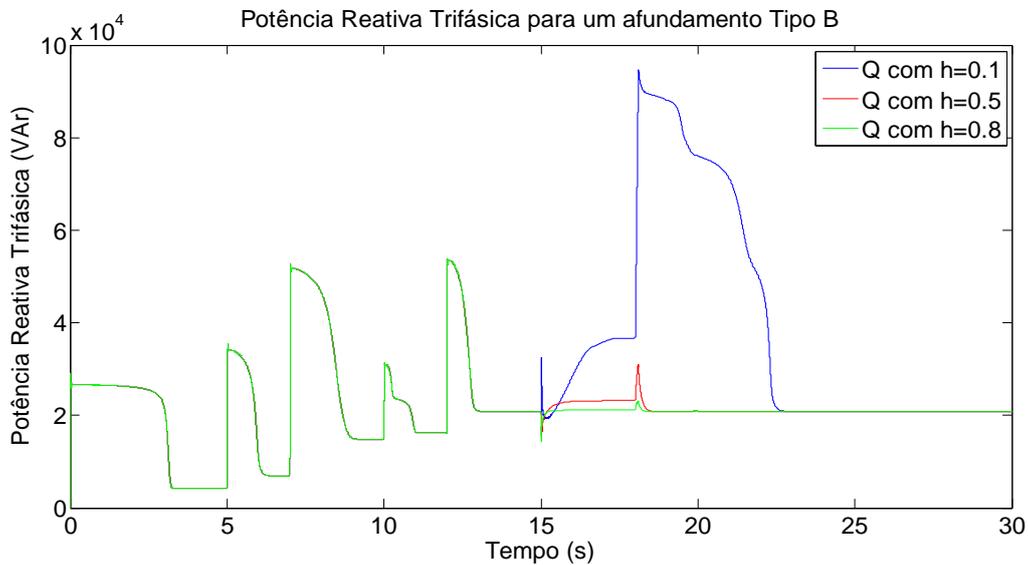


Figura 15 - Potência Reativa Trifásica para um afundamento tipo B

3. Afundamento Tipo C

Para a simulação do afundamento tipo C, as quedas de tensão foram realizadas nas fases B e C. Nota-se então que as correntes da fase A, Figura 16, apresentaram durante o afundamento (15 a 18 s) um aumento em seu valor, isso para três valores de h simulados. Novamente o sistema para h=0,1 demorou um tempo maior para operar novamente em regime permanente, se estabilizando no instante 24,4 s, enquanto para h=0,5 e 0,8 se estabilizaram em 23,1 e 21,4 respectivamente.

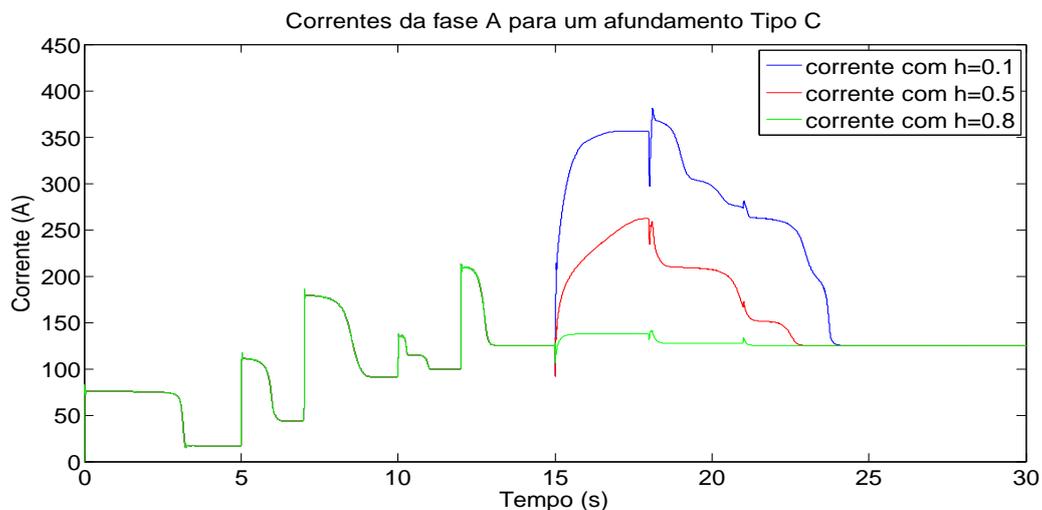


Figura 16 - Correntes na fase A para um afundamento tipo C

Para a fase B, percebe-se durante o período de afundamento um comportamento inverso do ocorrido na A. Nota-se através da Figura 17, que durante o intervalo de 15 a 18 s, as correntes nesta fase apresentaram uma queda, atingindo os valores mínimos de 31,78 A, 26,00 A e 104,70 A para $h=0,1$, $0,5$ e $0,8$ respectivamente. Ressalta-se, entretanto que para $h=0,1$ no instante do início do afundamento há um incremento da corrente, entretanto essa rapidamente cai a valores menores que o de corrente em regime permanente. Com a tensão reestabelecida, instante 18 s, para todos os valores de h , a corrente sofre um pico de corrente, alcançando neste instante os valores máximos de corrente para esta fase, 390,24 A para a $h=0,1$, 276,12 A para $h=0,5$ e 176,29 A para $h=0,8$.

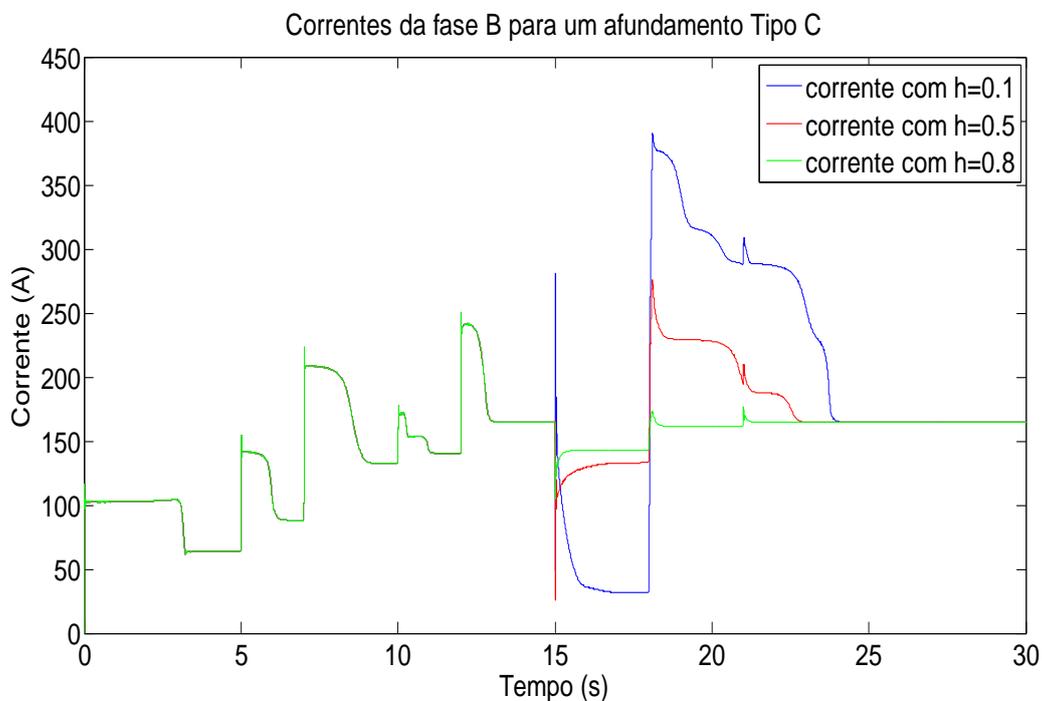


Figura 17 – Correntes na fase B para um afundamento tipo C

A fase C, assim como a fase A, obteve durante a variação de tensão um aumento da corrente como mostra Figura 18. Nota-se ainda que quando compara as demais fases, esta foi a que obteve os maiores valores de corrente, alcançando em seu valores máximos correntes de 391,12 A, 313,56 A e 186,84 A para $h=0,1$, $0,5$ e $0,8$ respectivamente.

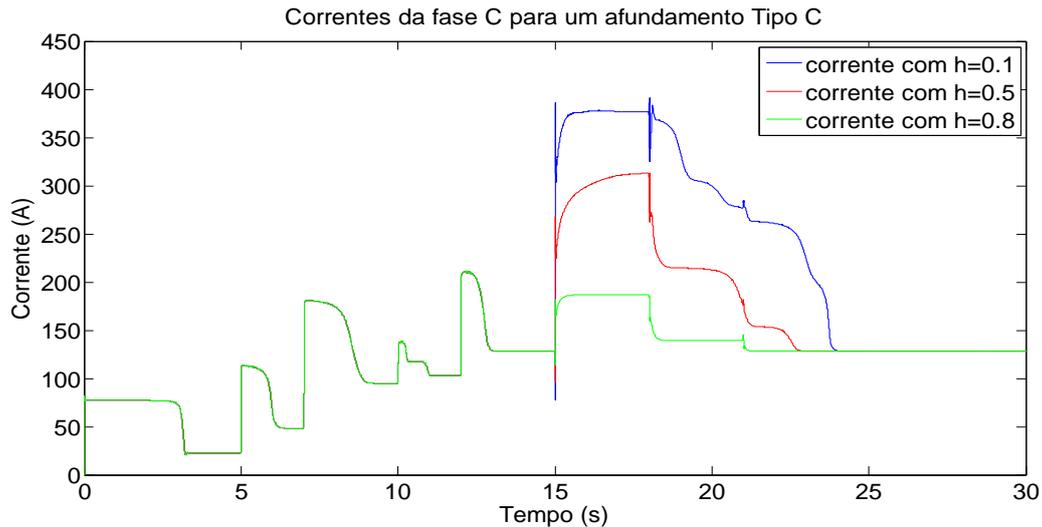


Figura 18 – Correntes na fase C para um afundamento tipo C

Analisando a potência ativa do sistema, Figura 19, nota-se comportamentos diferentes de potência ativa para os diferentes valores de h. Para h=0,1 e 0,5, o sistema sofre uma queda de consumo logo após o início da perturbação de tensão, entretanto ainda durante o afundamento percebe-se um aumento da potência ativa ultrapassando os valores em regime permanente. Para h=0,8, entretanto percebe-se que após a queda de potência, durante os instantes iniciais do afundamento, logo seguinte a potência ativa já volta a seu valor nominal, praticamente não sofrendo as conseqüências da perturbação.

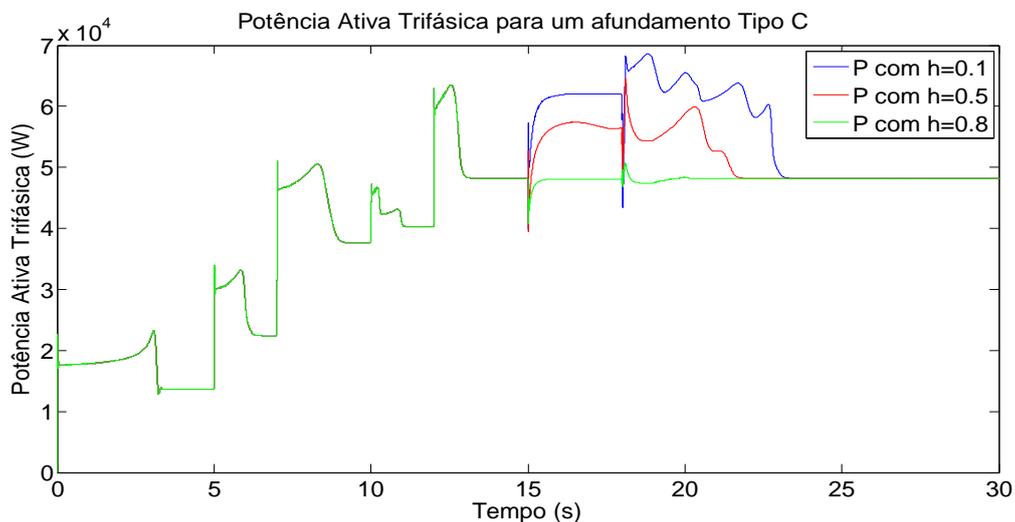


Figura 19 – Potência Ativa Trifásica para afundamento tipo C

A potência reativa do sistema, Figura 20, obteve comportamentos bem diferentes para os 3 valores de h simulado. Para h=0,1 notou-se que durante o afundamento de tensão, apesar de haver um pico de consumo no instante da queda, nos demais período teve-se uma redução da potência consumida. Para h=0,5, o sistema reagiu de maneira inversa, onde durante o período

de perturbação da tensão verificou-se um aumento da potência reativa consumida. Com $h=0,8$ o sistema praticamente não sofreu alteração quanto à potência reativa consumida, permanecendo praticamente constante mesmo durante o afundamento.

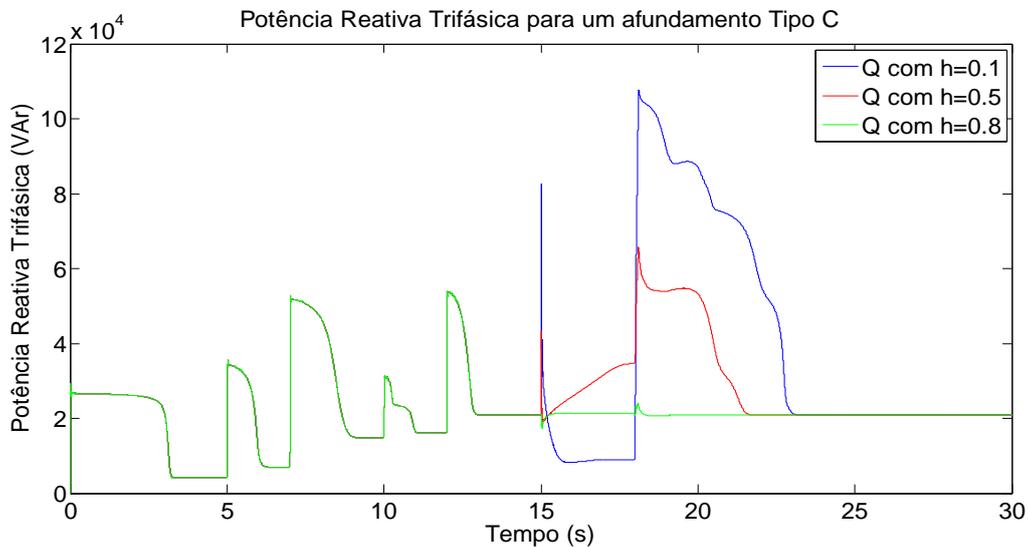


Figura 20 – Potência Reativa Trifásica para afundamento tipo C

4. Afundamento Tipo D

Para o afundamento tipo D, as fases A e B, apresentaram uma mesma tendência para todos os valores de h , onde durante o afundamento há um aumento da corrente, como pode ser visto nas Figura 21 e Figura 22. Já para a fase C, Figura 23, notamos comportamentos diferentes para cada valor de h simulado, para $h=0,1$ a corrente durante esse período fica a maior parte do tempo acima dos limites de corrente em regime permanente, para $h=0,5$ temos uma situação inversa, onde durante este período a corrente assume em sua maioria valores inferiores ao regime permanente, sendo o mesmo acontecendo para $h=0,8$.

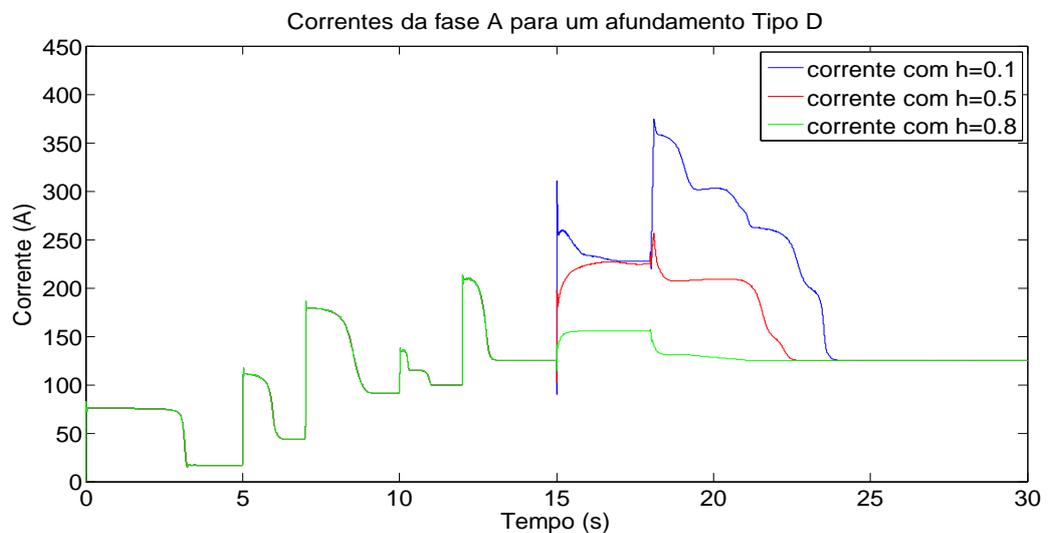


Figura 21 – Correntes na fase A para um afundamento tipo D

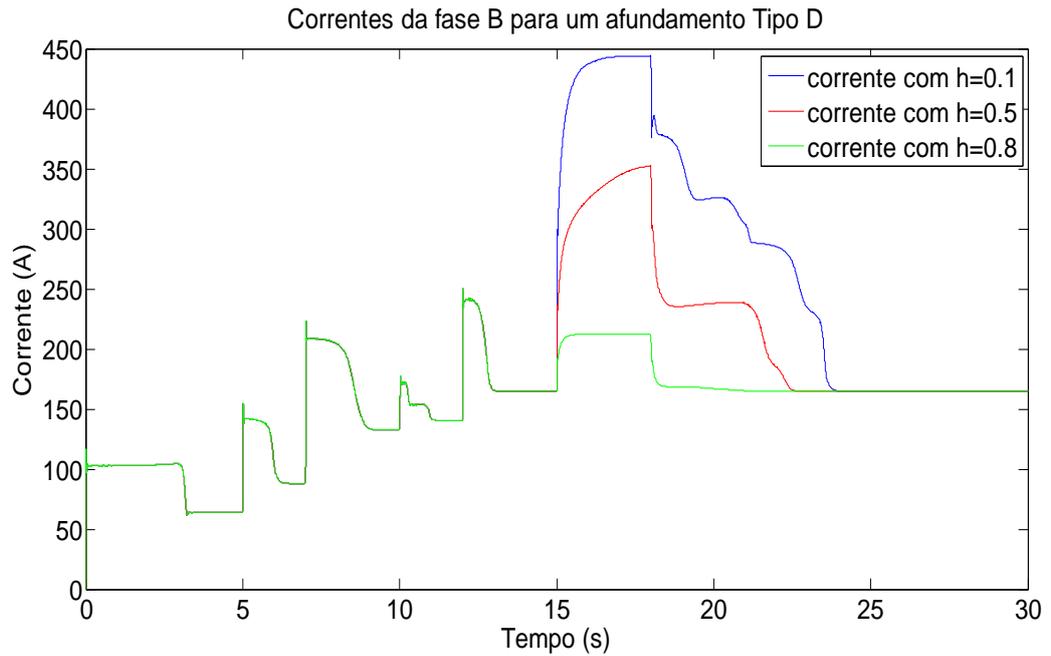


Figura 22 – Correntes na fase B para um afundamento tipo D

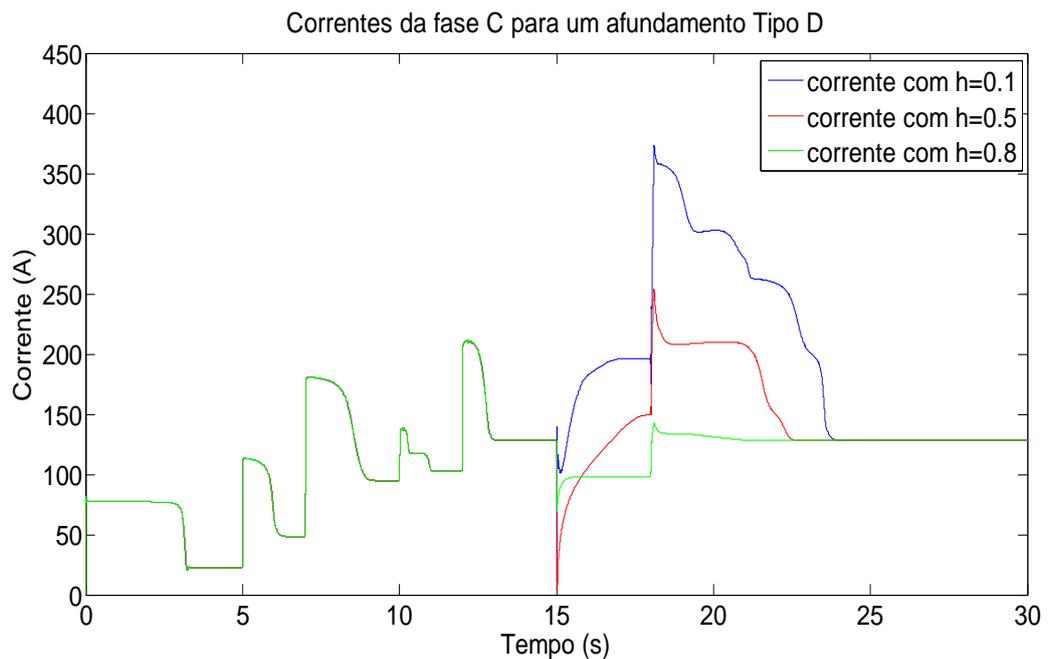


Figura 23 – Correntes na fase C para um afundamento tipo D

Com base na Figura 24 percebe-se um aumento da potência ativa para todas as simulações no momento do afundamento, sendo para $h=0,1$ os maiores valores de consumo de potência ativa durante o afundamento.

A potência reativa, Figura 25 apresentou comportamentos diferentes para cada intensidade de queda na tensão. Nota-se que para $h=0,1$ durante o afundamento há uma redução da

potência reativa do sistema, para $h=0,5$, percebe-se um aumento da potência reativa durante o distúrbio enquanto que para $h=0,8$ a potência reativa do sistema praticamente não sofreu nenhuma alteração.

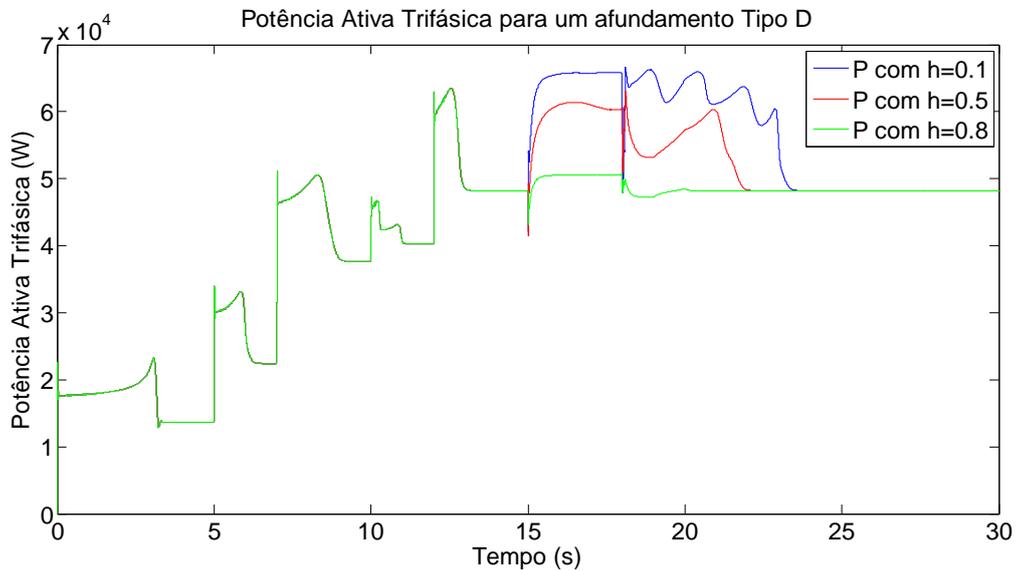


Figura 24 – Potência Ativa Trifásica para um afundamento tipo D

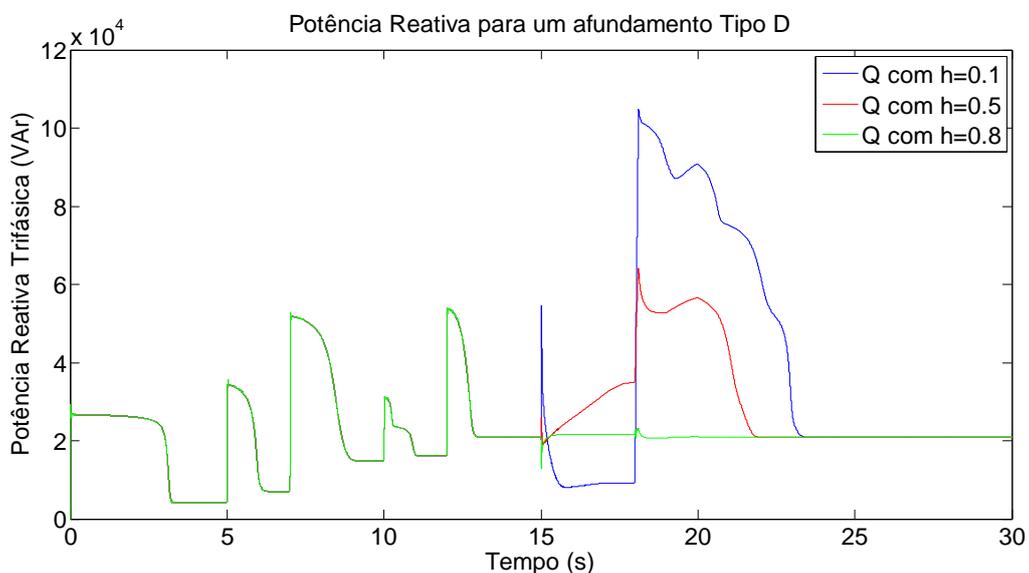


Figura 25 - Potência Reativa Trifásica para um afundamento tipo D

Os dados de corrente mínima e máxima de cada fase para cada simulação foram colocados em tabelas, de forma a poder facilitar o entendimento. Os dados destacados em vermelhos representam para a coluna de $I_{\text{mín}}$ o menor valor simulado e para a coluna de $I_{\text{máx}}$ o maior valor encontrado.

Nota-se que, através da Tabela 24, que para o para a fase A, o pior afundamento para o sistema é do Tipo A com $h = 0,1$, já que com esse tipo de perturbação foi onde alcançou valores mais distantes da corrente nominal, alcançando um valor mínimo de 25,80 A e máximo de 421,90.

Tabela 24 - Correntes mínimas, máximas e nominais para a fase A

Corrente Afundamento		I_{\min} (A)	I_{\max} (A)	I_{nominal} (A)
Tipo A	$h = 0,1$	25,80	421,90	125
	$h = 0,5$	63,27	393,13	125
	$h = 0,8$	92,85	180,23	125
Tipo B	$h = 0,1$	99,05	329,01	125
	$h = 0,5$	108,79	187,54	125
	$h = 0,8$	116,73	144,33	125
Tipo C	$h = 0,1$	92,66	380,78	125
	$h = 0,5$	92,16	262,56	125
	$h = 0,8$	106,53	140,86	125
Tipo D	$h = 0,1$	90,48	374,53	125
	$h = 0,5$	102,43	256,70	125
	$h = 0,8$	114,65	157,50	125

Para a fase B, Tabela 25, percebe-se que ao contrário da fase A, onde os valores máximos e mínimos encontrado foram resultantes de um mesmo afundamento, o sistema obteve o menor valor de corrente para um afundamento Tipo C com $h=0,5$ e um valor máximo de corrente para um afundamento Tipo D, alcançando respectivamente 26,00 e 444,86 A. Nota-se ainda que para os afundamentos Tipo B e Tipo D, os valores de corrente mínima encontrados foram praticamente os mesmos tanto para $h=0,1$, 0,5 e 0,8.

Tabela 25 - Correntes mínimas, máximas e nominais para a fase B

Corrente Afundamento		I_{\min} (A)	I_{\max} (A)	I_{nominal} (A)
Tipo A	$h = 0,1$	29,56	440,14	165
	$h = 0,5$	37,53	412,47	165
	$h = 0,8$	110,76	214,69	165
Tipo B	$h = 0,1$	164,73	397,52	165
	$h = 0,5$	164,73	254,97	165
	$h = 0,8$	164,73	194,72	165
Tipo C	$h = 0,1$	31,78	390,24	165
	$h = 0,5$	26,00	276,12	165
	$h = 0,8$	104,70	176,29	165
Tipo D	$h = 0,1$	164,72	444,86	165
	$h = 0,5$	164,72	352,90	165
	$h = 0,8$	164,73	212,30	165

Para a fase C, o sistema obteve o menor índice de corrente para um afundamento Tipo D com $h=0,5$, alcançando 3,50 A. Já para um afundamento Tipo A, com $h=0,1$ o sistema encontrou o maior índice de corrente que passa por esta fase, 422,52 A.

Tabela 26 - Correntes mínimas, máximas e nominais para a fase C

Corrente Afundamento		$I_{\text{mín}}$ (A)	$I_{\text{máx}}$ (A)	I_{nominal} (A)
Tipo A	$h = 0,1$	4,11	422,52	128
	$h = 0,5$	43,77	392,92	128
	$h = 0,8$	89,48	182,41	128
Tipo B	$h = 0,1$	4,30	325,10	128
	$h = 0,5$	30,76	159,10	128
	$h = 0,8$	88,71	130,33	128
Tipo C	$h = 0,1$	77,12	391,12	128
	$h = 0,5$	95,85	313,56	128
	$h = 0,8$	113,67	186,84	128
Tipo D	$h = 0,1$	10,44	373,07	128
	$h = 0,5$	3,50	254,04	128
	$h = 0,8$	69,16	143,10	128

Duas outras tabelas,

Tabela 27 e Tabela 28, também foram construídas com os dados de potência ativa e reativa, respectivamente.

Para os dados de potência ativa, percebe-se que durante o afundamento Tipo D, com $h=0,5$ obteve-se o menor valor de potencia ativa consumida quando comparada com as outras simulações, atingindo um valor de 3,50 kW, enquanto para um afundamento Tipo A, com $h=0,1$ obteve-se o maior valor de energia ativa consumida, alcançando 422,52 kW.

Tabela 27 – Potências Ativas Trifásicas

Potência Ativa Afundamento		$W_{\text{mín}}$ (kW)	$W_{\text{máx}}$ (kW)	W_{nominal} (kW)
Tipo A	$h = 0,1$	4,11	422,52	48,40
	$h = 0,5$	43,77	392,92	48,40
	$h = 0,8$	89,48	182,41	48,40
Tipo B	$h = 0,1$	4,30	325,10	48,40
	$h = 0,5$	30,76	159,10	48,40
	$h = 0,8$	88,71	130,33	48,40
Tipo C	$h = 0,1$	77,12	391,12	48,40
	$h = 0,5$	95,85	313,56	48,40
	$h = 0,8$	113,67	186,84	48,40
Tipo D	$h = 0,1$	10,44	373,07	48,40
	$h = 0,5$	3,50	254,04	48,40
	$h = 0,8$	69,16	143,10	48,40

Para os dados de potência reativa percebe-se que durante o afundamento Tipo A com $h=0,1$ obteve-se tanto o menor valor de Q_{\min} quando comparado com as outras simulações e também o maior valor de Q_{\max} , com valores de 0,42 kVAr e 119,65 kVAr respectivamente.

Tabela 28 – Potências Reativas Trifásicas

Potência Reativa Afundamento		Q_{\min} (kVAr)	Q_{\max} (kVAr)	Q_{nominal} (kVAr)
Tipo A	$h = 0,1$	0,42	119,65	20,80
	$h = 0,5$	5,50	109,62	20,80
	$h = 0,8$	11,91	33,38	20,80
Tipo B	$h = 0,1$	41,58	68,21	20,80
	$h = 0,5$	41,81	58,47	20,80
	$h = 0,8$	14,47	23,10	20,80
Tipo C	$h = 0,1$	8,20	110,78	20,80
	$h = 0,5$	19,00	65,57	20,80
	$h = 0,8$	17,38	24,00	20,80
Tipo D	$h = 0,1$	8,04	104,75	20,80
	$h = 0,5$	19,19	64,03	20,80
	$h = 0,8$	13,06	23,24	20,80

4.2. Dados medidos no laticínio Funarbe

Através do analisador de qualidade de energia FLUKE, série 430 foi coletado por uma semana, entre os dias 15/04/2011 a 22/04/2011, dados de tensão, corrente, frequência, potência ativa e reativa a fim de ter uma validação do modelo desenvolvido. Durante o período de medição foram coletados 2016 amostras de cada tipo de variável.

4.2.1. Tensão

Com base na Figura 26, pode-se perceber uma variação de até 6 V perante a tensão nominal durante o período de amostragem. Durante os dias 16/04 e 17/04, respectivamente sábado e domingo, onde os maquinários da fábrica em sua maioria encontram-se desligados, a tensão alcançou valores superiores à tensão nominal, chegando a 130 V. Para os dias da semana onde o laticínio encontra-se trabalhando com praticamente carga nominal, nota-se um comportamento contrário, pois em maior parte do tempo a tensão se encontra em níveis abaixo da tensão nominal.

Ao longo do dia, ainda observou-se que nos horários de maior carga na rede, 6 h às 18 h, os níveis de tensão geralmente se encontram abaixo dos níveis medidos entre os horários de 18 h às 6h.

De acordo com o PRODIST, para uma tensão de atendimento de 127 V nominal é considerada adequada, quando a faixa de variação da tensão de leitura encontra-se entre 116 V a 133 V, como os valores máximos e mínimos encontrados nas medições foram de 130 V e 121 V, portanto, apesar das variações de tensão presente na rede, esta ainda se encontra dentro dos valores aceitáveis de variação de tensão.

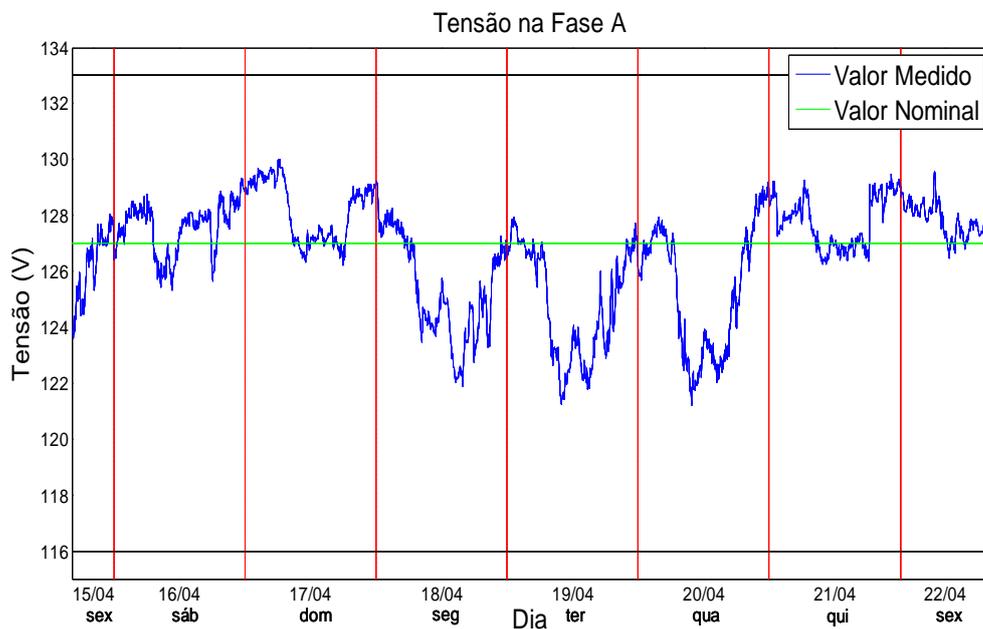


Figura 26 - Tensão na Fase A

Para os valores de tensão na fase B e C, nota-se que ambas seguem o mesmo comportamento da fase A como mostras as Figura 27 e Figura 28.

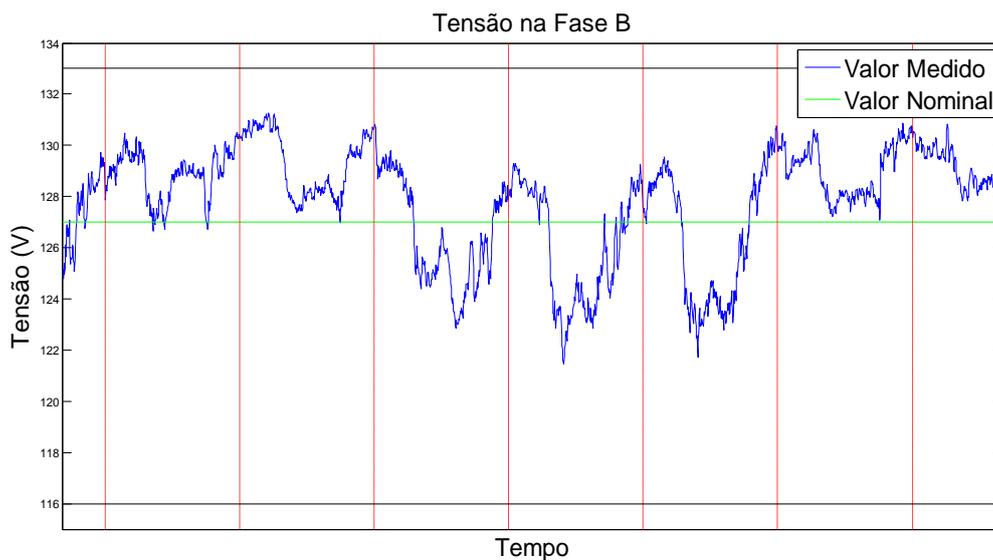


Figura 27 - Tensão na Fase B

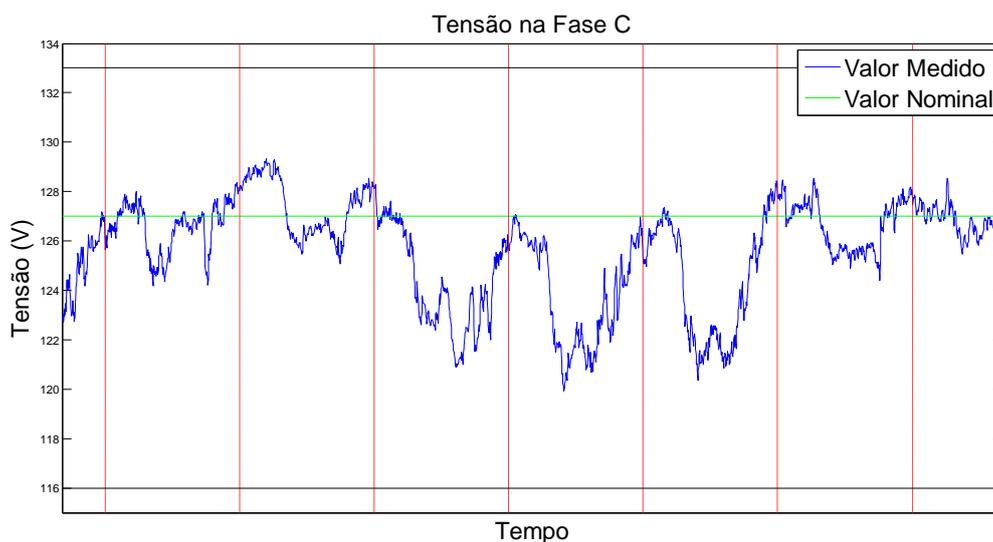


Figura 28 - Tensão na Fase C

4.2.2. Corrente

Analisando a Figura 29, a qual mostra os valores de corrente média medidos em um intervalo de 5 em 5 minutos, percebe-se que a corrente atinge seus maiores valores em dias de segunda, terça e quarta. Nos dias 21/04 e 22/04, onde ocorreu uma exceção, feriado, e em dias como sábado e domingo, onde a indústria tem seu processo de produção reduzido e conseqüentemente menos maquinas ligadas, nota-se uma diminuição dos valores de corrente.

As correntes na fase B e C apresentaram comportamentos similares ao da fase A e por isso seus gráficos serão omitidos.

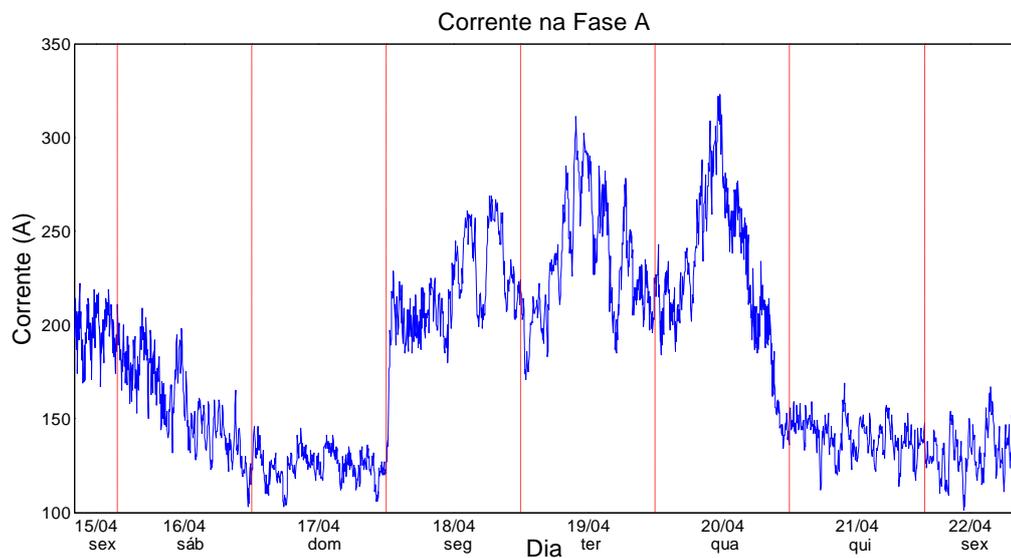


Figura 29 - Corrente na Fase A

Outro valor medido foi a corrente máxima a cada 5 minutos, como mostra a Figura 30, percebe-se que em dias como domingo, onde somente alguns motores de refrigeração são acionados, os picos de corrente são menores. Em dias como quarta feira, onde mais de uma máquina é partida ao mesmo tempo, ou motores maiores são acionados, os picos de corrente são maiores, alcançando nas medições valores de até 505 A.

Nos valores de corrente máxima, Figura 31, nota-se que os valores de corrente foram praticamente os mesmos para todas as fases.

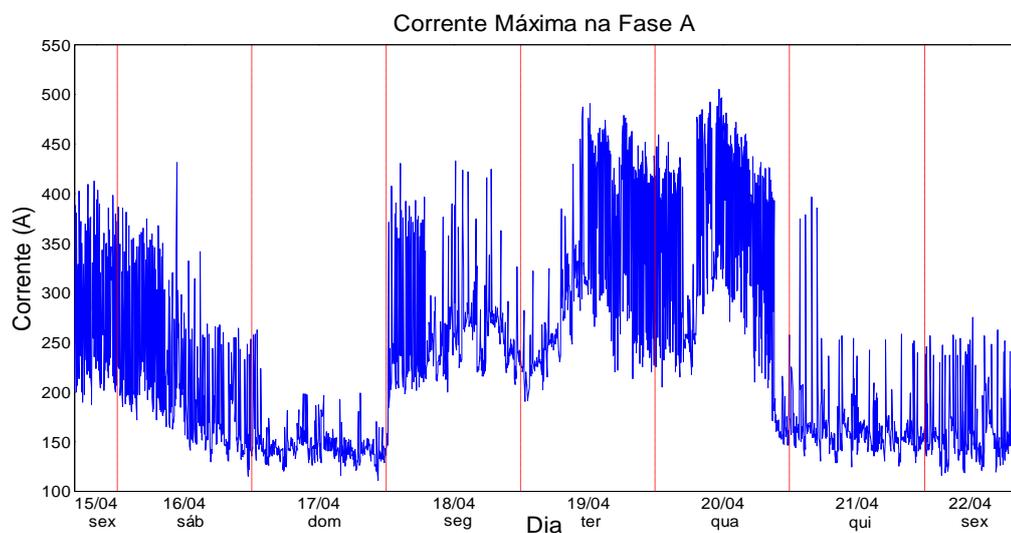


Figura 30- Corrente Máxima na Fase A

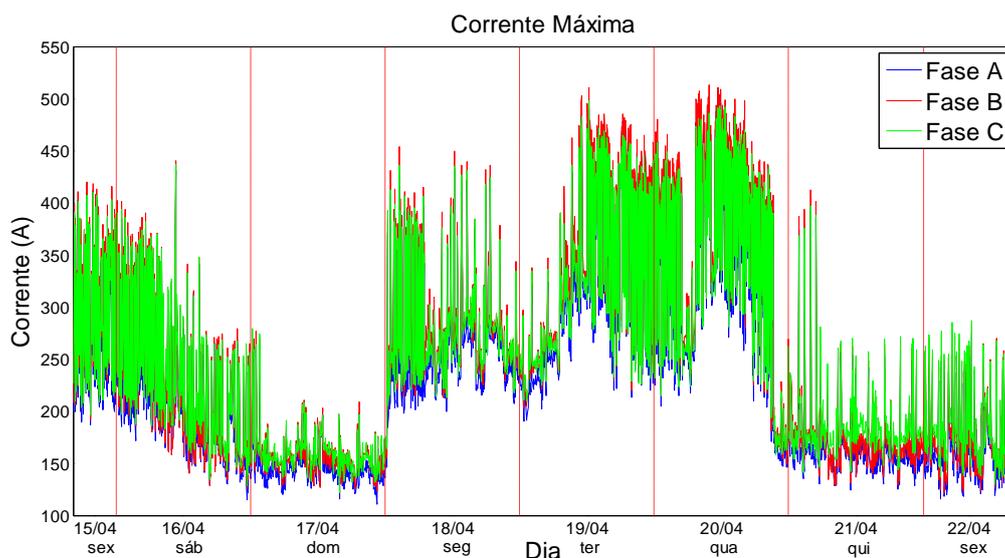


Figura 31 - Corrente Máxima

4.2.3. Frequencia

Os dados de frequência podem ser vistos de acordo com a Figura 32. A variação de frequência sofrida no sistema, 59,92 Hz a 60,07 Hz, está dentro dos limites definidos pelo PRODIST, o qual estabelece que o sistema deve operar em condições normais de operação e em regime permanente dentro dos limites situados na faixa de 59,9 Hz a 60,1 Hz.

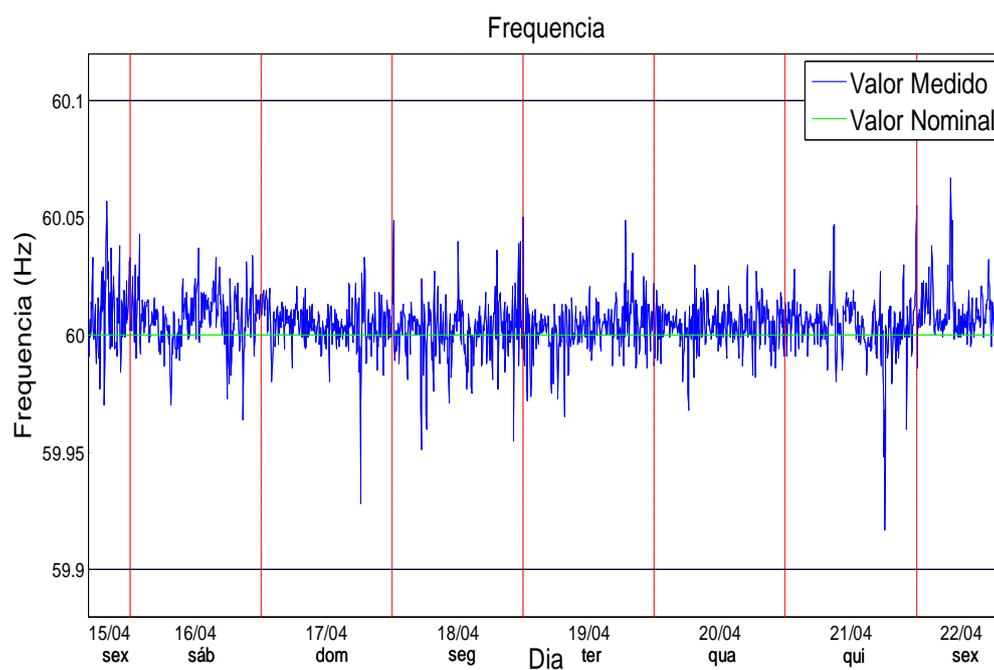


Figura 32 – Frequência

4.2.4. Potência Ativa Trifásica

Conforme a Figura 33, a indústria apresenta um consumo diretamente relacionado a produção da fábrica. Por isso, em dias como segunda, terça e quarta apresentou uma maior consumo de energia. Nota-se ainda que durante estes dias, por volta do meio dia, provavelmente um bloco de motores foi acionado, já que nesses intervalos o laticínio apresentou seu maior consumo energético, chegando a 90 kW.

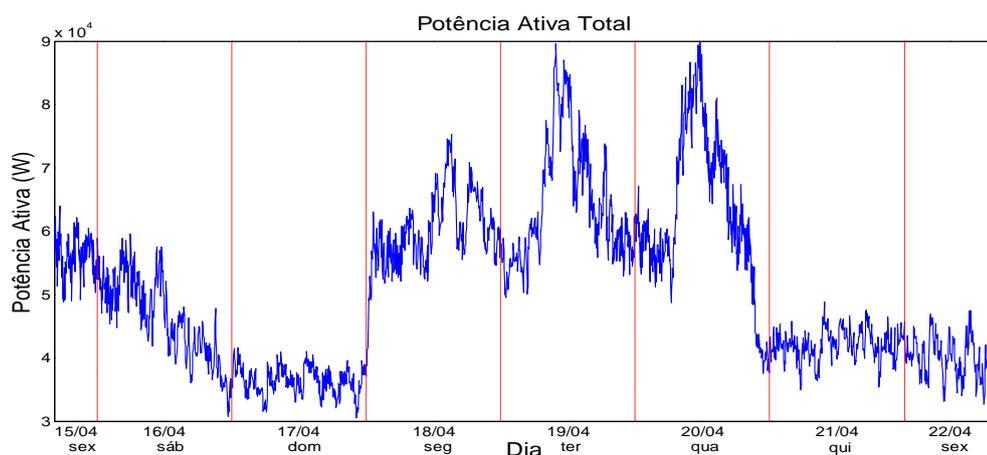


Figura 33 - Potência Ativa Total

4.2.5. Potência Reativa Trifásica

A potência reativa do sistema pode ser vista de acordo com a Figura 34. Os dias de maiores consumos de energia reativa foram segunda, terça e quarta, sendo que durante a semana de monitoramento da fábrica a potência reativa mínima medida foi de 29,1 kVAr e a máxima de 76,8 kVAr.

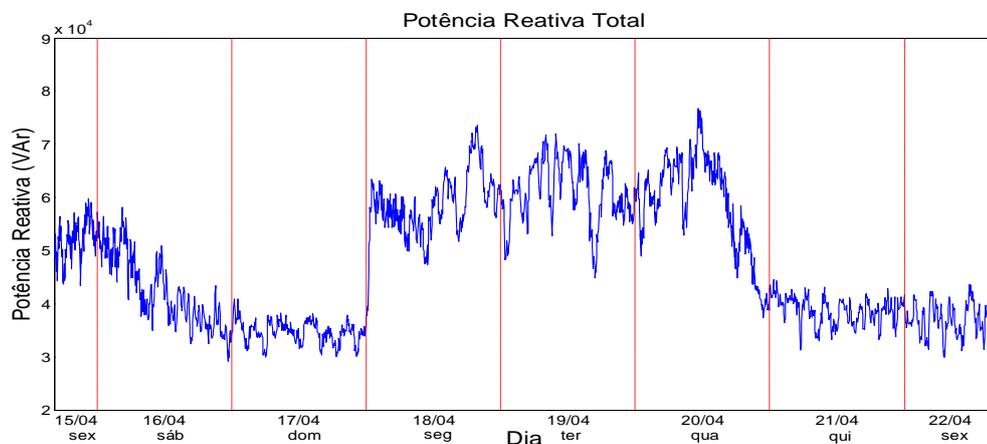


Figura 34 - Potência Reativa Total

5. Conclusões

Com o desenvolvimento da planta industrial do laticínio FUNARBE em ambiente Matlab/Simulink foi possível a simulação de 4 tipos de afundamentos de tensão. Notou-se através das simulações que as perturbações de tensão no sistema podem causar grandes variações de corrente, potência ativa e reativa o que pode trazer diversos danos à fábrica, como a queima de fusíveis, redução da vida útil de motores e transformadores e até mesmo a queima de equipamentos mais sensíveis. Além disso, viu-se que para um mesmo tipo de afundamento, o sistema pode apresentar comportamentos diferentes de acordo com a intensidade da perturbação.

Através dos dados coletados do FLUKE, pode-se obter uma noção sobre o processo de funcionamento da fábrica. Durante finais de semana e feriado parte da fábrica se encontra parada, por isso a diminuição de consumo de potência ativa e reativa, assim como a diminuição dos valores de corrente. Um fato que deve ser destacado durante as medições são os picos de corrente e potência, o que indica a partida ou desligamento de um bloco de motores, já que neste tipo de ambiente fabril é constante o processo de liga/desliga de refrigeradores.

Através do FLUKE, também foi possível destacar dois índices de monitoramento da qualidade de energia, tensão nominal e frequência. A primeira apresentou uma variação entre 121 a 130 V, enquanto a segunda uma variação de 59,92 a 60,07 Hz, o que indica que ambos os fatores ficaram dentro dos limites de tensão e frequência estabelecidos pelo PRODIST que são de 116 a 133 V e 59,9 a 60,1 Hz respectivamente.

Com os dados de potência reativa percebeu-se a necessidade de instalação de bancos de capacitores na fábrica, já que o consumo de cerca de 80 kVAr é um consumo excessivo e com a instalação deste banco poderíamos diminuir o consumo de reativo proveniente da rede.

Para trabalhos futuros sugere-se então a implementação de cargas como computadores na planta do laticínio além dos equipamentos presentes no departamento de Engenharia de Alimentos para que assim a simulação se aproxime ainda mais dos dados medidos. Além disso um novo monitoramento da fábrica deve ser realizado visando adquirir valores de afundamento de tensão para que se possa fazer uma análise do quanto o modelo simulado desenvolvido se aproximou da realidade durante estes distúrbios.

Referências Bibliográficas

1. RASH, A. Power Quality and Harmonics in the Supply Network: a look at common practices and standards.
2. LOPES, J. A. P. Instalações Elétricas Industriais - Perturbações na Tensão e seus Impactos na Exploração de Redes Elétricas Industriais. Universidade do Porto - Faculdade de Engenharia. Porto - Portugal.
3. LOURENÇO, T. C.; PEREIRA, G. M. V.; MAMESIMA, M. I. Afundamento de Tensão (Voltage Sags) e seus Efeitos nos Componentes do Sistema Elétrico.
4. MAIA, R. M.; Selênio Rocha Silva . Impacto de Afundamentos de Tensão em uma Indústria Alimentícia. In: VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2009, Blumenau-SC. VIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, 2009.
5. LEWIS, W. H. Harmônicos de corrente e tensão: o que você deve saber, Califórnia, EUA, Abril 1998.
6. WAGNER, C. V. E. Effects of Harmonics on Equipment. IEEE Transactions on Power Delivery, v. 8, n. 2, Abril 1993.
7. COSTA, P. M. A. D. O efeito pelicular ou efeito skin.
8. FUCHS, E. F.; ROESLER, D. J.; KOVACS, K. P. Aging of Electrical Appliances due to Harmonics of the Power System's Voltage. IEEE Trans. Power Delivery, v. PWRD, p. pp. 301-307, Julho 1986.
9. LUNA, E. K. Uma Contribuição do Estudo de VTCD's Aplicado a Equipamentos Eletrônicos Alimentados por Conversor CA-CC, Dissertação de mestrado apresentado a Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas, Campinas, Brasil, 2005. pp. 2-4.
10. FONSECA, M. D. C. P. Sistema de apoio à tomada de decisão para atribuição de responsabilidade por perda de qualidade devido à variação de tensão de curta duração. Universidade Federal do Pará. Belém. 2009.
11. BONATTO, B. D.; MERTENS JUNIOR, E. A.; DIAS, L. F. S. Aplicação Tecnológica de Equipamento de Condicionamento de Energia Elétrica. V SBQEE - Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica, Sergipe, Agosto 2003.
12. LIMA, E. A. B. ; SERNI, P. J. A. . Estudo do Comportamento do Motor de Indução Submetido a Problemas na Qualidade da Energia Elétrica. In: XXI - CIC Congresso de Iniciação Científica da UNESP, 2009, São José do Rio Preto. Anais do XXI - CIC Congresso de Iniciação Científica da UNESP, 2009.
13. MOTOKI, É. M. Procedimentos para Mitigação do Impacto de Qualidade de Energia na Indústria Têxtil, Dissertação de mestrado apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil, 2007.
14. ENERGIA, D. -S. E. S. D. <http://www.digitek.com.br/conceitos.php>. Acesso em: 19 maio 2011.
15. FRANCO, E. iecom.dee.ufcg.edu.br/~mylene/potencia/artigo2.doc. Acesso em: 09 Maio 2011.
16. [HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/INSTITUCIONAL_LINGUAS/O_QUE_E_O_ONS.ASP](http://WWW.ONS.ORG.BR/INSTITUCIONAL_LINGUAS/O_QUE_E_O_ONS.ASP) X. Acesso em: 12 novembro 2010.
17. [HTTP://WWW.ANEEL.GOV.BR/AREA.CFM?IDAREA=82](http://WWW.ANEEL.GOV.BR/AREA.CFM?IDAREA=82). Acesso em: 24 janeiro

- 2011.
18. [HTTP://WWW.ONS.ORG.BR/PROCEDIMENTOS/INDEX.ASPX](http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx). Acesso em: 12 novembro 2010.
 19. PROCEDIMENTOS de Rede Submódulo 2.8 - Gerenciamento dos indicadores de desempenho da rede básica e dos barramentos dos transformadores de fronteira, e de seus componentes.
 20. Flickermeter- Functional and design specifications. Comissão Internacional de Eletrotécnica IEC 61000-4-15.
 21. PROCEDIMENTOS de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 1 - Introdução.
 22. PROCEDIMENTOS de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica.
 23. [HTTP://WWW.PRODUTOSVICOSA.ORG.BR/LATICINIOS.HTM](http://www.produtosvicosa.org.br/laticinios.htm). Acesso em: 9 fevereiro 2011.
 24. BRITO, Claudio M. C.; Leão, Ruth P.S. . Caracterização de Afundamentos de Tensão em Transformadores Trifásicos. In: Conferência Internacional de Aplicações Industriais, 2006, Recife. VII Induscon, 2006.
 25. BOLLEN, M. H. J. Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions. IEEE Press, New York, Estados Unidos, 2000. pp. 194-197.