

**UNIFEI**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**JACQUES MIRANDA FILHO**

**AGRUPAMENTO DE SUBESTAÇÕES PARA ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE  
TENSÃO POR ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS**

**ITAJUBÁ**  
**MAIO DE 2016**

**UNIFEI**  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**DOUTORADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**AGRUPAMENTO DE SUBESTAÇÕES PARA ESTUDOS DE AFUNDAMENTOS DE  
TENSÃO POR ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado  
para obtenção do grau de Doutor em Ciências  
em Engenharia Elétrica pela Universidade  
Federal de Itajubá

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho – Orientador

Prof. Dr. Anderson Paulo de Paiva – Coorientador

**ITAJUBÁ**  
**25 DE MAIO DE 2016**



Ministério da Educação  
**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
 Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

**A N E X O I**  
**FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

Título da Tese: **“Agrupamento de subestações para estudos de  
 fundamentos de tensão por análise de componentes  
 principais”.**

Autor: **Jacques Miranda Filho**

**JULGAMENTO**

Examinadores	Conceito		Rubrica
	A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente		
3º	A		
4º	A		
5º	A		
6º	A		
7º	A		
8º		A	

**Observações:**

- (1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
  - (2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
  - (3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Tese.
- Este documento terá a validade de 90 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Tese.

Resultado Médio: **Conceito:** A, ou seja, APROVADO

Observações: \_\_\_\_\_

Itajubá, 25 de maio de 2016.

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro  
 3º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Luiz Eduardo Borges da Silva  
 4º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira  
 5º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Thiago Clé de Oliveira  
 6º Examinador - UNIFEI

Prof. Dr. Anderson Paulo de Paiva  
 7º Examinador (Coorientador) - UNIFEI

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho  
 8º Examinador (Orientador) - UNIFEI



Ministério da Educação  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
Criada pela Lei nº 10435, de 24 de abril de 2002

*Entrevista ao aluno por a  
que passa a posstar em de  
Município.*

**COORDENAÇÃO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA  
ATA CPG-E 004 de 25 de maio de 2016 - DEFESA PÚBLICA DE TESE DE DOUTORADO**

Às dezesseis horas do dia vinte e cinco de maio do ano de dois mil e dezesseis, na Sala de Videoconferência do Instituto de Engenharia e Sistemas de Informação (IESTI) - Campus Prof. José Rodrigues Seabra – UNIFEI -, foram abertos os Trabalhos de Defesa Pública da Tese de Doutorado intitulada “**Agrupamento de subestações para estudos de aprofundamentos de tensão por análise de componentes principais**”, do Candidato **Jacques Miranda Filho**, como parte das exigências para obtenção do Título de Doutor em Ciências em Engenharia Elétrica, na Área de Concentração: **Sistemas Elétricos de Potência**. Estavam presentes à Sessão os Professores Doutores Jose Rubens Macedo Junior, da Universidade Federal de Uberlândia (UFU), 1º Examinador; Rogério Santana Peruchi, da Universidade Federal de Goiás (UFG), 2º Examinador; Paulo Fernando Ribeiro, da UNIFEI, 3º Examinador; Luiz Eduardo Borges da Silva, da UNIFEI, 4º Examinador; Paulo Márcio da Silveira, da UNIFEI, 5º Examinador; Thiago Clé de Oliveira, da UNIFEI, 6º Examinador; Anderson Paulo de Paiva, da UNIFEI, 7º Examinador e Coorientador do Candidato; José Maria de Carvalho Filho, da UNIFEI, 8º Examinador e Orientador do Candidato. Foram iniciados os Trabalhos de Defesa Pública da Tese de Doutorado com a apresentação dos membros da Comissão Examinadora pelo Presidente. Após a chamada do Candidato pelo Presidente, foi feita a exposição oral da Tese, durando a mesma trinta minutos. Terminada a exposição, o Candidato foi arguido pelos membros da Comissão Examinadora. Encerrada a arguição, a Comissão Examinadora procedeu ao julgamento da Tese em sessão secreta e recomendou a sua “**Aprovação**”. Em vista deste resultado foi preenchido e assinado, o formulário “Folha de Julgamento da Comissão Examinadora de Tese de Doutorado” da Coordenação do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Itajubá. O Presidente convocou o Candidato e proclamou o resultado, entregando-lhe a via do formulário “Folha de Julgamento” para fins de direito. Os trabalhos foram encerrados às vinte horas e, para que tudo constasse, foi lavrada a Presente Ata, a qual, depois de lida e se aprovada, será assinada pelos membros da Comissão Examinadora e seu Presidente. Os examinadores externos autorizam o Presidente da Banca a assinar por eles, a presente ata.  
Itajubá, 25 de maio de 2016.

Prof. Dr. Jose Rubens Macedo Junior

*JRM*

Prof. Dr. Rogério Santana Peruchi

*RSP*

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro

*Paulo Fernando Ribeiro*

Prof. Dr. Luiz Eduardo Borges da Silva

*Luiz Eduardo Borges da Silva*

Prof. Dr. Paulo Márcio da Silveira

*Paulo Márcio da Silveira*

Prof. Dr. Thiago Clé de Oliveira

*Thiago Clé de Oliveira*

Prof. Dr. Anderson Paulo de Paiva (Coorientador)

*Anderson Paulo de Paiva*

Prof. Dr. José Maria de Carvalho Filho (Orientador)

*JMCF*

## **AGRADECIMENTOS**

Meus agradecimentos à minha esposa Angélica e às minhas filhas Sara e Raquel, por suportarem as muitas ausências, pela compreensão e estímulo.

Aos meus pais, que me ensinaram a conhecer o Caminho, a Verdade e a Vida.

Aos professores e colegas do CERIN e do Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento, pela troca de conhecimentos e experiências. Em especial aos professores Anderson P. Paiva, Paulo F. Ribeiro, José Maria C. Filho, José Rubens, Luiz Eduardo, Fernando Belchior e Benedito Bonatto pelo apoio, incentivo e orientações.

Ao colega Roberto Netto pelo apoio na formatação do Documento de Tese.

À EDP Escelsa pelo suporte técnico e financeiro ao projeto de pesquisa e desenvolvimento.

Ao amigo José Márcio A. Ribeiro pelo acolhimento em sua residência em Itajubá.

“Mas aqueles que esperam no Senhor, renovarão as suas forças. Subirão com asas como águias; correrão e não se cansarão; caminharão e não se fatigarão”.

Isaías 40,31

## RESUMO

Afundamentos de tensão são os desvios de qualidade da energia elétrica que mais afetam cargas industriais sensíveis causando perdas de produção e outros impactos para os equipamentos dos usuários finais e distribuidores de energia elétrica. Uma nova metodologia para a estimativa de padrões de afundamentos de tensão e agrupamento de subestações de distribuição com características semelhantes para afundamentos de tensão é a principal contribuição deste trabalho. O foco é a regulação deste fenômeno no Brasil. Modelagem de rede e simulações de faltas nos níveis de tensão de transmissão e distribuição foram realizados em um sistema de distribuição brasileiro com 17 subestações, a fim de se obter informações sobre o número de afundamentos de tensão verificados nas barras das subestações mencionadas. A Análise de Componentes Principais foi aplicada em um número significativo de variáveis que contêm informações relevantes sobre a qualidade da energia elétrica e características de projeto das subestações, sendo armazenados os *Scores* dos componentes principais. Em seguida, conjuntos de subestações com características semelhantes para afundamentos de tensão foram formados sendo então atribuída uma classificação para cada subestação. O número anual esperado de afundamentos de tensão é o resultado. Foi estimado o intervalo de confiança de 95% para o número anual total de afundamentos de tensão, levando à classificação das principais variáveis relacionadas a estes eventos, por conjuntos formados. Conjuntos de subestações com semelhanças para fins de regulamentação de afundamentos de tensão foram os principais resultados, seguidos da classificação das principais variáveis associadas aos afundamentos de tensão por conjuntos formados. A análise crítica dos resultados e a comparação entre os diferentes métodos de agrupamento reafirmaram a assertividade da metodologia proposta para a gestão da qualidade da energia associada aos afundamentos de tensão, pelo Órgão Regulador e as empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil.

**Palavras-chave:** Afundamento de Tensão, Variação de Tensão de Curta Duração, Análise de Componentes Principais, Formação de Conjuntos, Regulamentação de AMT.

## ABSTRACT

Voltage Sags are the most disturbing power quality deviation to the sensitive industrial loads causing production losses and other impacts to the equipment end users and electric utilities. A new methodology for estimation of voltage sag patterns and clustering of distribution substations with similar features for voltage sags is the main contribution of this work. The focus is on the regulation of this phenomenon in Brazil. Network modeling and faults simulations in transmission and distribution levels were performed in a Brazilian actual distribution system with 17 substations in order to get information regarding the number of voltage sags caused in the substations bus bars. Principal Component Analysis was applied on a significant number of variables containing relevant information of power quality and design features of the substations and storing the major Principal Components Scores. Furthermore, clusters of substations with similar characteristics to voltage sags were formed and assigned a specific Membership to each substation. The expected annual number of voltage sags is the major outcome. A 95% confidence interval for the total annual number of voltage sags was estimated, leading to the classification of the main variables related to the voltage sags by clusters formed. Clusters of substations with similarities for regulatory purpose of voltage sags were the principal results, followed by classification of the main variables associated with voltage sags by the clusters formed. A critical analysis of the results and a comparison among different clustering methods reaffirmed the assertiveness of the proposed methodology for the management of power quality associated with voltage sags, by the Regulator and the distribution utilities in Brazil.

**Keywords** — Voltage sag, Short Duration Voltage Variation, Principal component analysis, Cluster, Regulator.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1-1 Estratificação das VTCD com base nas regiões de sensibilidade [5] [1] .....	7
Figura 2-1 - Curva SEMI 47 usada em indústrias de semicondutores [5] [35].....	29
Figura 2-2 – Curva ITIC com caracterização das regiões [5] [35].....	29
Figura 2-3 - Curva CBEMA de suportabilidade de computadores [5] [35].....	30
Figura 2-4 - Seleção de requisitos de imunidade de processo [5] [35].....	31
Figura 2-5 - Área de vulnerabilidade para o nó k de um sistema elétrico [37] .....	34
Figura 3-1 - Interpretação geométrica da PCA. Adaptado de Gabrielsson et al.[46].....	53
Figura 3-2 - Interpretação geométrica da PCA. Adaptado de Johnson [43].....	54
Figura 4-1 – Fluxograma para conjuntos de subestações semelhantes para AMT.....	65
Figura 4-2 - Definição de padrões de referência para Afundamentos de Tensão.....	66
Figura 5-1 - Distribuição das subestações monitoradas da EDP Escelsa .....	69
Figura 5-2 – Redundâncias entre as variáveis de Afundamentos de Tensão.....	74
Figura 5-3 - Coeficiente padrão para TNE vs Preditores (para 7 PCs). .....	75
Figura 5-4 - Diagrama de Pareto e número de Componentes Principais.....	76
Figura 5-5 - Conjuntos de subestações com PC1, PC2 e PC3.....	77
Figura 5-6 - Conjuntos de subestações com PC1 e PC2.....	77
Figura 6-1 - Conjuntos de subestações da EDP Escelsa.....	78
Figura 6-2 - Relação entre conjuntos e total de eventos de AMT .....	79
Figura 6-3 - Principais Variáveis para AMT com 95% CI para a Média.....	80
Figura 6-4 – Parâmetros de TNE por médias e intervalos de confiança 95% .....	81
Figura 6-5 - Parâmetros de NEMV por médias e intervalos de confiança 95%.....	82
Figura 6-6 - Parâmetros de MVFR por médias e intervalos de confiança 95% .....	83
Figura 6-7 - Parâmetros de MNE por médias e intervalos de Confiança 95%.....	84
Figura 6-8 - Parâmetros de EMVVA por médias e intervalos de confiança 95% .....	85
Figura 6-9 - Parâmetros de EVAHV por médias e intervalos de confiança 95% .....	86
Figura 6-10 - Análise de concordância entre classificações e métodos de ligação .....	87

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1-1- Quantidade e Valores das compensações financeiras – 2010 a 2015[4].....	5
Tabela 2-1 – Custos típicos de uma interrupção no setor industrial [US\$/kW] [5] [35].....	32
Tabela 2-2 - Custos de interrupção no setor de serviços e comércio [US\$/kW] [5] [35]. .....	32
Tabela 2-3 - Quantificação dos afundamentos de tensão NRS 048-2 [30] .....	35
Tabela 2-4 – Fatores de Ponderação e de Impacto base AP 082/15 [39] [5] .....	37
Tabela 2-5 – Limites da frequência de ocorrência por Região de Sensibilidade [5] [39]. .....	38
Tabela 3-1 - Hipóteses presentes em uma ANOVA para dois fatores. ....	56
Tabela 3-2 - Fórmulas para Análise de Variância em dois níveis. ....	56
Tabela 3-3 - Tabela de ANOVA.....	57
Tabela 4-1 – Tipos de ANOVA por Modelo e Propriedades .....	62
Tabela 4-2 - Hipóteses presentes em uma ANOVA para dois fatores [43].....	63
Tabela 5-1 - Extensão das linhas de distribuição [48].....	67
Tabela 5-2 - Taxa de falta (por 100 km /ano) e percentual dos curtos-circuitos [48]. .....	68
Tabela 5-3 - Variáveis usadas em PCA e análise de <i>Clusters</i> (Parte I).....	71
Tabela 5-4 - Variáveis usadas em PCA e análise de <i>Clusters</i> (Parte II) .....	72
Tabela 5-5 - Variáveis usadas em PCA e análise de <i>Clusters</i> (Parte III) .....	72
Tabela 5-6 - Variáveis usadas em PCA e análise de <i>Clusters</i> (Parte IV).....	73
Tabela 5-7 - Análise de Componentes Principais das variáveis de AMT .....	74
Tabela 5-8 - <i>Scores</i> e <i>Cluster</i> dos Componentes Principais.....	76
Tabela 6-1 - Análise de concordância entre diferentes métodos de ligação.....	88
Tabela 6-2 - Comparação entre métodos: Agrupamento hierárquico e não hierárquico.....	88

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

- 1LG - Corrente de curto-circuito fase-terra; (na barra MT da subestação);
- 2LG - Corrente de curto-circuito dupla fase à terra (na barra MT da subestação);
- 3LG - Corrente de curto-circuito trifásica à terra (na barra MT da subestação);
- ABNT - Associação Brasileira de Normas Técnicas;
- ACP - Análise de Componentes Principais;
- AMT - Afundamento Momentâneo de Tensão;
- ANAFAS - Análise de Falhas Simultâneas;
- ANE - Número Médio de Eventos (100 Cenários simulados);
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica;
- Apud - Citado por;
- AREA - Área do Conjunto ANEEL (em km<sup>2</sup>);
- ATP - *Alternative Transients Program*;
- ATT - Afundamento Temporário de Tensão;
- BkVAr – Compensação reativa instalada na barra MT da subestação em kVAr;
- BMVAr - Compensação reativa instalada na barra MT da subestação em MVAr;
- CAPES - Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior;
- CBEMA - *Computer and Business Equipment Manufactures Association*;
- CEMAT - Centrais Elétricas Matogrossenses S/A, atual Energisa MT;
- CERIn - Centro de Referência em Redes Elétricas Inteligentes na UNIFEI;
- CI - Intervalo de Confiança;
- CNPq - Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico;
- DEC - Duração equivalente de interrupção por unidade consumidora
- DIC - Duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão
- DICRI - Duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão;
- DMIC - Duração Máxima de interrupção contínua p/unidade consumidora/ponto de conexão;
- DOE - *Design of Experiments*;
- DRC<sub>E</sub> - Índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente;
- DRP<sub>E</sub> - Índice de duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente;
- EDF - *Électricité de France*
- EDP - Eletricidade de Portugal;
- ELECTROTEK - *Electrotek Concepts, Inc.*

EMT - Elevação Momentânea de Tensão

EMVVA - Área de Vulnerabilidade Equivalente da Média Tensão (km), dentro da qual os curtos-circuitos causam afundamentos de tensão na barra MT da subestação;

EPRI - *Electric Power Research Institute*

ETT - Elevação Temporária de Tensão

EVAHV ou EHVVA - Área de Vulnerabilidade Equivalente da Alta Tensão (km), dentro da qual os curtos-circuitos causam afundamentos de tensão na barra MT da subestação;

FAPEMIG – Fundação de Apoio à Pesquisa no Estado de Minas Gerais;

FEC - Frequência Equivalente de interrupção por unidade consumidora;

FIC - Frequência de Interrupção individual p/ unidade consumidora ou p/ ponto de conexão;

FL - Comprimento do Alimentador (km);

FMVAr - Compensação reativa instalada nos alimentadores em MVAr;

HV - Alta Tensão;

HVFR - Taxa de Falta da Alta Tensão (faltas por 100 km por ano);

IC - Intervalo de Confiança;

IEE - *Institution of Electrical Engineers*;

IEEE - *Institute of Electrical and Electronics Engineers*;

IFES - Instituto Federal no Espírito Santo;

IMT - Interrupção Momentânea de Tensão;

INERGE - Instituto Nacional de Energia Elétrica;

ITIC - *Information Technology Industry Council*;

ITT - Interrupção Temporária de Tensão;

LL - Corrente de curto-circuito fase-fase;

LLL - Corrente de curto-circuito trifásico;

LNE - Baixo número de eventos (100 Cenários simulados);

MAXA - Máxima Corrente de curto-circuito assimétrica (na barra MT da subestação);

MAXG - Máxima Corrente de curto-circuito simétrica p/ terra (na barra MT da subestação);

MAXS - Máxima Corrente de curto-circuito simétrica (na barra MT da subestação);

MNE - Número de Eventos Medidos em um ano (na barra MT da subestação);

MT - Média Tensão;

MVASC - Potência de Curto-circuito em MVA ( $1000/Z_{pu}$  na barra MT da subestação);

MVFR - Taxa de Falta da Média Tensão (faltas por 100 km por ano em alimentador);

NEHV - Número de Eventos da Alta Tensão (causados por faltas nas linhas de AT);

NEMV - Número de Eventos da Média Tensão (causados por faltas na MT);

PCA - Análise de Componentes Principais, (do inglês *Principal Component Analysis*);

P&D - Pesquisa e Desenvolvimento;

PQ - Qualidade da Energia (do inglês *Power Quality*);

PRODIST - Procedimentos de Distribuição. Documentos preparados pela ANEEL para normalizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas à Operação e Manutenção dos Sistemas Elétricos de Distribuição no Brasil;

QEE - Qualidade da Energia Elétrica;

R+ - Resistência de Sequência Positiva (na barra MT da subestação);

RMS - Valor Eficaz;

SAIFI1 - FEC (sem Dia Crítico);

SAIFI2 - FEC (com Dia Crítico);

SDVV - Variação de Tensão de Curta Duração, (do inglês *Short Duration Voltage Variation*);

SEMI - *Semiconductor Manufacturing Índice Curve*;

STIFI - FREQ (número total de interrupções);

TNE - Número Total de Eventos de Afundamentos de Tensão (p/ano; faltas MT e AT);

UC - Unidade Consumidora;

UNE - Número superior de Eventos (100 Cenários simulados);

UNIFEI - Universidade Federal de Itajubá;

VTCD - Variação de Tensão de Curta Duração;

$X_+$  - Reatância de Sequência Positiva (na barra MT da Subestação);

$X_0$  - Reatância de Sequência Zero (na barra MT da Subestação);

ZBASE - Impedância Base em Ohm (na barra MT da Subestação);

Zohm - Impedância Equivalente em Ohm (na barra MT da Subestação);

Zpu - Impedância em PU (na barra MT da Subestação).

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>1</b>
1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	1
1.2 IMPORTÂNCIA DA QUALIDADE DA ENERGIA PARA A ANEEL .....	3
1.3 IMPORTÂNCIA DAS VTCD PARA A ANEEL.....	5
1.3.1 Módulo 8 do PRODIST .....	5
1.3.2 Pregão Eletrônico Nº 46/2013 – Contratação de Consultoria Técnica.....	6
1.3.3 Consulta Pública CP 18/2014 [4] e Audiência Pública AP 82/2015 [4] .....	7
1.4 ESTADO DA ARTE .....	8
1.4.1 Aplicações relacionadas com Análise Multivariada e Afundamento de Tensão.....	8
1.4.2 Aplicações relacionadas a VTCD em geral .....	11
1.4.3 Lacunas Existentes .....	22
1.5 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA TESE .....	22
1.6 ESTRUTURA DA TESE .....	23
1.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	24
<b>2 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO.....</b>	<b>25</b>
2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	25
2.2 CONCEITOS E DEFINIÇÕES DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO.....	25
2.2.1 Causas, Efeitos e Particularidades dos Afundamentos Momentâneos de Tensão.....	25
2.2.2 Dificuldades Relacionadas aos Afundamentos de Tensão .....	26
2.2.3 Índices de Afundamento de Tensão.....	27
2.2.4 Sensibilidade dos Dispositivos aos Afundamentos de Tensão.....	27
2.2.5 Curvas de Tolerância de Tensão.....	28
2.2.6 Custos associados a Afundamentos de Tensão.....	31
2.2.7 Propagação do Afundamento de Tensão .....	33
2.2.8 Área de Vulnerabilidade .....	33
2.2.9 Variáveis de influência nos Parâmetros de AMT.....	34
2.2.10 Indicadores segundo a NRS 048-2 .....	35
2.2.11 Indicador Fator de Impacto AP 082/15 ANEEL .....	36
2.2.12 Formas de Mitigação do Afundamento de Tensão.....	39
2.3 TIPOS DE INDICADORES PARA AS VTCD .....	39
2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS .....	40
<b>3 ANÁLISE MULTIVARIADA .....</b>	<b>41</b>

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	41
3.2 APLICAÇÕES DAS TÉCNICAS MULTIVARIADAS.....	43
3.3 MÉTODOS DE AGRUPAMENTO HIERÁRQUICO .....	45
3.3.1 Ligação Única ou Simples.....	46
3.3.2 Ligação Completa.....	47
3.3.3 Ligação Média .....	47
3.3.4 Método Hierárquico de Clusterização de Ward .....	48
3.4 COMENTÁRIOS SOBRE PROCEDIMENTOS HIERÁRQUICOS .....	48
3.5 MÉTODOS NÃO HIERÁRQUICOS DE AGRUPAMENTO .....	49
3.5.1 O Método K-means .....	49
3.5.2 Comentários sobre Procedimentos Não Hierárquicos .....	50
3.6 ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS .....	50
3.6.1 Introdução.....	50
3.6.2 Componentes Principais Populacionais.....	51
3.6.3 Interpretação Geométrica da PCA.....	53
3.7 ANÁLISE DE VARIÂNCIA .....	55
<b>4 METODOLOGIA DE FORMAÇÃO DE CONJUNTOS DE SUBESTAÇÕES .....</b>	<b>59</b>
4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	59
4.2 PASSOS DA METODOLOGIA PROPOSTA.....	59
4.3 SELEÇÃO DOS ALGORITMOS DE CLUSTER E MEDIDAS DE LIGAÇÃO.....	64
4.4 FORMAÇÃO DE CONJUNTOS DE SUBESTAÇÕES SEMELHANTES PARA AMT	65
<b>5 ESTUDO DE CASO DE UMA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO.....</b>	<b>67</b>
5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	67
5.2 O SISTEMA ELÉTRICO PESQUISADO .....	67
5.3 TAXAS DE FALTAS E ESTATÍSTICAS .....	67
5.4 DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA REDE DE MEDIÇÃO.....	68
5.5 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO OBTIDOS EM MEDIÇÃO E SIMULAÇÃO.....	70
5.6 MATERIAIS – CONJUNTO DE 32 VARIÁVEIS, SOFTWARE E MONITORES.....	70
5.7 IDENTIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS REDUNDANTES, PCS E AUTOVETORES.....	73
5.8 IDENTIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS MAIS SIGNIFICATIVAS .....	75
5.9 DIAGRAMA DE PARETO E NÚMERO DE COMPONENTES PRINCIPAIS.....	75
5.10 SCORES E CLUSTER DE COMPONENTES PRINCIPAIS .....	76
5.11 IDENTIFICAÇÃO VISUAL DE CLUSTERS POR COMPONENTES PRINCIPAIS ..	77
<b>6 RESULTADOS E DISCUSSÃO .....</b>	<b>78</b>

6.1 ANÁLISE DOS CONJUNTOS RESULTANTES.....	78
6.2 PRINCIPAIS VARIÁVEIS PARA AMT - INTERVALO DE CONFIANÇA 95% (CI) .	80
6.3 INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS: PRINCIPAIS VARIÁVEIS PARA AMT ...	80
6.3.1 TNE – Número Total de Eventos de afundamentos de tensão (Simulação) .....	81
6.3.2 NEMV - Número de Eventos da Média Tensão (Simulação) .....	82
6.3.3 MVFR – Taxa de Faltas da Média Tensão .....	83
6.3.4 MNE – Número de Eventos Medido .....	84
6.3.5 EMVVA – Área de Vulnerabilidade Equivalente da Média Tensão.....	85
6.3.6 EVAHV – Área de Vulnerabilidade Equivalente da Alta Tensão.....	86
6.4 VARIAÇÃO NOS MÉTODOS DE LIGAÇÃO .....	87
6.5 COMPARAR AGRUPAMENTO HIERÁRQUICO E NÃO HIERÁRQUICO.....	88
<b>7 CONCLUSÕES.....</b>	<b>89</b>
7.1 CONCLUSÕES DE ORDEM GERAL.....	89
7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	91
7.3 ARTIGOS PUBLICADOS .....	92
<b>APÊNDICES .....</b>	<b>97</b>
<b>APENDICE A - ASPECTOS DE MEDIÇÃO DE VTCDS .....</b>	<b>98</b>
A.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS .....	98
A.2 MÉTODO DE MEDIÇÃO .....	98
A.3 DESCRIÇÃO DO MEDIDOR DE QEE .....	99
A.4 REDE DE MEDIÇÃO .....	100
A.6 PROCESSAMENTO DOS RESULTADOS DE MEDIÇÕES DE VTCD.....	101
A.7 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS.....	102
A.8 FREQUÊNCIA ACUMULADA DA AMPLITUDE E DURAÇÃO DOS EVENTOS..	104
A.9 A CURVA ITIC[17] .....	106
<b>APENDICE B – OBTENÇÃO DO NÚMERO DE EVENTOS DE VTCD E SEUS PARÂMETROS (AMPLITUDE E DURAÇÃO).....</b>	<b>107</b>
B.1 AGREGAÇÃO DE FASES .....	107
B.2 AGREGAÇÃO TEMPORAL.....	107
B.3 FORMAS DE APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS .....	108
<b>APENDICE C - FLUXOGRAMA PARA FORMAÇÃO DE CONJUNTOS DE SUBESTAÇÕES SEMELHANTES PARA VTCDS.....</b>	<b>111</b>
<b>APENDICE D – RESULTADOS INTERMEDIÁRIOS PARA FORMAÇÃO DE CONJUNTOS DE SUBESTAÇÕES SEMELHANTES PARA VTCDS.....</b>	<b>112</b>

<b>anexos.....</b>	<b>113</b>
ANEXO A - INDICADORES DE VTCD EM LIVROS .....	114
A.1 POWER QUALITY INDICES IN LIBERALIZED MARKETS .....	114
A.2 HANDBOOK OF POWER QUALITY .....	115
ANEXO B - INDICADORES DE VTCD CONFORME A NORMA IEEE 1564 .....	118
B.1 NORMA IEEE 1564 - GUIDE FOR VOLTAGE SAG INDICES[28] .....	118
B.1.1 Procedimento para obtenção dos Índices de Afundamento de Tensão.....	118
B.1.2 Características de um Evento Simples.....	119
B.1.2.1 Tensão Eficaz como Função do Tempo.....	120
B.1.2.2 Tensão Residual e Duração.....	121
B.1.2.3 Índice da Energia do Afundamento de Tensão.....	122
B.1.2.4 Severidade do Afundamento de Tensão .....	123
B.1.2.5 Medições Trifásicas e Multicanais.....	124
B.1.3 Índices de Barras.....	125
B.1.3.1 Índices SARFI.....	125
SARFI-X.....	125
SARFI-CURVE.....	125
B.1.3.2 Tabelas de Afundamentos de Tensão[28].....	126
Tabela UNIPEDE .....	126
Tabela IEC 61000-4-11 .....	127
Tabela IEC 61000-2-8 .....	128
B.1.3.3 Energia do Afundamento .....	128
B.1.3.4 Severidade do Afundamento de Tensão .....	129
B.1.4 Agregação de Eventos segundo a IEEE 1564[28].....	129
B.1.4.1 Agregação de Medição .....	130
B.1.4.2 Agregação Temporal.....	130
B.1.4.3 Agregação Espacial.....	130
B.1.5 Agregação segundo o PRODIST[1].....	130
B.1.5.1 Agregação pelo Critério de União de Fases.....	131
B.1.5.2 Agregação por Parâmetros Críticos .....	131
B.1.5.3 Agregação pela fase crítica .....	132
B.1.6 Disponibilidade de Monitoramento [28].....	132
B.1.7 Índices de Sistemas [28] .....	133
B.1.7.1 Índices SARFI.....	134

B.1.7.2 Tabelas de Afundamentos de Tensão .....	134
B.1.7.3 Índice de Energia do Afundamento de Tensão .....	135
B.1.7.4 Severidade do Afundamento de Tensão .....	135

# 1 INTRODUÇÃO

## 1.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Um recente evento na EDP Bandeirante ilustra bem a importância do tema objeto desta pesquisa: as Variações de Tensão de Curta Duração – VTCD. Um grupo de empresários japoneses, tencionando implantar uma fábrica de vidros no município de Guaratinguetá, consultou a empresa e solicitou o histórico de 10 anos de registros de VTCD da subestação local. Os empresários já dispunham dos dados históricos de qualidade do serviço da empresa, disponíveis no sítio da ANEEL na internet. A fábrica em questão teria uma demanda de 40 MW e 2500 funcionários. A EDP Bandeirante, uma grande distribuidora de energia elétrica do Estado de São Paulo, atende ao maior parque industrial da América Latina.

As VTCD são os distúrbios de Qualidade da Energia Elétrica - QEE que mais afetam os sistemas industriais, podendo resultar de partida de grandes motores, energização de transformadores e, sobretudo de ocorrência de curtos-circuitos em extensas áreas, mesmo que localizadas em pontos remotos do sistema elétrico. Os prejuízos associados a estes distúrbios são quantificados pelas perdas de produção devido às interrupções de processos, e custos relacionados à mão de obra e reparos ou substituição de equipamentos danificados.

Os consumidores industriais têm aumentado suas exigências quanto a um desempenho mais confiável do sistema de fornecimento de energia elétrica, a custos razoáveis, e com um padrão de qualidade apropriado do produto eletricidade. Como resultado, muitos consumidores sentem-se prejudicados e passam a reclamar das concessionárias pelas ocorrências de distúrbios de QEE, sobretudo das VTCD.

Devido às características intrínsecas do sistema elétrico brasileiro (linhas de distribuição aéreas nuas, expostas a toda a sorte de intempéries e a vandalismos) a ocorrência de VTCDs é inevitável e inerente à operação do sistema elétrico.

No entanto, quando a empresa concessionária se depara diante das reclamações dos consumidores, ficam as seguintes questões para serem respondidas:

- Qual é o número aceitável de VTCD por barramento no sistema de distribuição?
- Os resultados de medição obtidos através de curtos períodos de monitoração (inferiores a 1 ano) são estatisticamente representativos, dado a aleatoriedade intrínseca das VTCD?
- Em quais situações a concessionária deverá de fato aplicar recursos visando à melhoria de tais indicadores de QEE?

Este fato é agravado dado que o PRODIST [1], através do Módulo-8, item 7.6.1, ou qualquer outro documento, não define padrões de desempenho a estes fenômenos no Brasil. Portanto, tanto as concessionárias como os consumidores com cargas sensíveis às VTCD ficam sem valores de referência para planejar e operar seus respectivos sistemas elétricos.

Dentro deste contexto surge a presente tese, com conhecimento e insumos decorrentes de um projeto de P&D contratado com a UNIFEI. Seu produto final vem ao encontro das necessidades atuais do setor elétrico, da academia e da ANEEL, com a formação de conjuntos (“Clusters”) de subestações com características semelhantes para VTCD, obtidos a partir da Análise dos Componentes Principais (PCA) e a proposição de metodologia de classificação de parâmetros das variáveis mais relevantes para afundamentos de tensão.

Segundo Carvalho [2], a Qualidade da Energia Elétrica - QEE - se tornou uma grande preocupação comum às empresas de energia elétrica e aos consumidores, de modo geral. O aumento do interesse pela QEE deve-se, principalmente, à evolução tecnológica dos equipamentos eletroeletrônicos, hoje amplamente utilizados nos diversos segmentos da atividade industrial, comercial ou residencial. Tem-se hoje uma vasta aplicação da eletrônica de potência, da microeletrônica e dos microprocessadores em uma infinidade de equipamentos – desde relógios digitais domésticos a linhas automatizadas de processos – o que tem aumentado, consideravelmente, a quantidade de equipamentos sensíveis aos distúrbios na qualidade da energia elétrica.

Além do processo de modernização dos parques industriais, tem havido uma grande aplicação de acionamentos de velocidade variável e de sistemas controlados eletronicamente. Isto tem revelado um aspecto de vital importância da Qualidade da Energia Elétrica - QEE, o qual diz respeito à sensibilidade destas cargas frente aos afundamentos momentâneos de tensão (AMT), os quais são intrínsecos aos sistemas elétricos de uma maneira geral, como resultado de curtos-circuitos ao longo de extensas áreas, mesmo que localizadas em pontos remotos da rede de distribuição.

Tais distúrbios, conhecidos na literatura internacional como “*voltage sags*” ou “*voltage dips*”, representam, atualmente, o principal desafio a ser enfrentado por concessionárias de energia elétrica, pela ANEEL, pelos fornecedores de equipamentos elétricos e acessantes de um modo geral. Ocorrências de eventos de AMT, combinadas com a sensibilidade dos equipamentos modernos, têm resultado um número expressivo de interrupções de processos industriais, com custos cada vez mais relevantes.

Por outro lado, ainda que menos frequentes, mas igualmente relevantes são as elevações momentâneas de tensão (EMT), conhecidas na literatura internacional como

“*voltage swells*”. Além do desligamento das instalações industriais, esse tipo de evento pode causar danos aos equipamentos elétricos, conforme sua caracterização em termos de intensidade e duração.

Dentro deste contexto, citam-se algumas razões fundamentais que colocam as variações de tensão de curta duração em posição de destaque no cenário da QEE [2]:

- a) Devido à vasta extensão e à vulnerabilidade das linhas aéreas de transmissão, subtransmissão e distribuição, predominantemente aéreas no caso brasileiro, estes distúrbios são inevitáveis e inerentes à operação do sistema elétrico;
- b) Os consumidores estão tendo prejuízos substanciais devido às interrupções de processos, quantificados pelas perdas de produção, perdas de insumos e custos associados à mão de obra e aos reparos de equipamentos danificados;
- c) As concessionárias de energia elétrica estão tendo perda de imagem empresarial e, inevitavelmente, custos cada vez maiores com ressarcimentos de prejuízos aos consumidores, decorrentes dos baixos níveis de qualidade da energia elétrica;
- d) A qualidade da energia elétrica tem se transformado em um fator determinante para a competitividade entre as empresas concessionárias de energia elétrica. O exemplo da EDF, de oferecer contratos diferenciados de acordo com os requisitos de qualidade da energia elétrica exigidos pelos processos dos consumidores, ilustra esta realidade, pois associa a QEE aos custos decorrentes;
- e) A qualidade da energia elétrica vem se tornando um fator diferencial para promover desenvolvimentos regionais, sendo analisada em conjunto com os incentivos fiscais, meios de transporte, proximidade entre matéria prima e centros consumidores. O caso da fábrica em Guaratinguetá é um exemplo.

## 1.2 IMPORTÂNCIA DA QUALIDADE DA ENERGIA PARA A ANEEL

A regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro, conduzida pela ANEEL, desde sua criação, tem objetivado fundamentalmente a melhoria contínua da Qualidade da Energia Elétrica com Modicidade Tarifária. Ao longo desses anos, grande enfoque foi dado à melhoria da Qualidade do Serviço, inicialmente com os indicadores coletivos DEC e FEC, e em seguida com os indicadores individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI.

Segundo a ANEEL [1], as distribuidoras são avaliadas em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. O Módulo 8 do PRODIST [1] estabelece os procedimentos relativos à qualidade da energia elétrica - QEE, abordando a qualidade do serviço e produto.

A qualidade do serviço prestado compreende a avaliação da frequência e da duração das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se na qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. A qualidade do produto avalia a conformidade da tensão em regime permanente e as perturbações na forma de onda da tensão. Destacam-se neste contexto os indicadores coletivos DRPe e DRCe, utilizados para caracterização geral das variações de tensão em regime permanente e obtidos a partir de campanhas de medição amostrais instituídas pela ANEEL, ou através de reclamações dos consumidores. Expressivas penalizações têm sido aplicadas às Distribuidoras que não praticam a Qualidade do Serviço segundo os parâmetros estabelecidos pela ANEEL, seja nos conjuntos, seja individualmente. Atualmente existem apenas as compensações individuais, para os indicadores individuais DIC, FIC e DMIC, as compensações pagas em relação ao DRP e DRC, e as perdas financeiras associadas à componente Q do Fator X para DEC e FEC.

Os conjuntos são atualmente caracterizados pelos seguintes atributos, conforme Nota Técnica nº 0102/2014 - SRD/ANEEL, de 03/12/2014 [3]. Para o DEC:

- a) \*PC\_NUC\_URB (PC\_NUC\_AD) - \*Percentual de NUC Urbano (número de unidades consumidoras em áreas de alta densidade) em %;
- b) PC\_VRAM - Percentual de Área c/ Vegetação Remanescente Alta ou Média (%);
- c) PC\_ERMT\_3F - Percentual de Redes MT Trifásica (%);
- d) PLUV – Precipitação Pluviométrica Média Anual (mm);
- e) CM\_NUC\_RES – Consumo Médio por UC da Classe Residencial (MWH);
- f) NUC\_IND – NUC da Classe Industrial.

Para o FEC:

- a) PC\_VRAM - Percentual de Área c/ Vegetação Remanescente Alta ou Média (%);
- b) PLUV – Precipitação Pluviométrica Média Anual (mm);
- c) \*PC\_NUC\_URB (PC\_NUC\_AD) - \*Percentual de NUC Urbano (número de unidades consumidoras em áreas de alta densidade) em %;
- d) NUC\_COM – NUC da Classe Comercial;
- e) CM\_NUC\_RES – Consumo Médio por UC da Classe Residencial (MWH);
- f) PC\_ERMT\_3F – Percentual de Redes MT Trifásica (%).

\* Em consonância com as discussões apresentadas na Seção III.2.1 [3], deve-se renomear o atributo PERCENTUAL DE NUC URBANO (PC\_NUC\_URB) para PERCENTUAL DE NUC EM ÁREAS DE ALTA DENSIDADE (PC\_NUC\_AD).

Algumas empresas passam atualmente por intervenção federal, pois não conseguindo atender às exigências do Órgão Regulador, tornaram-se inviáveis economicamente.

A tabela 1-1 [4] mostra as quantidades e os valores das compensações pagas em função da violação dos indicadores de continuidade das concessionárias brasileiras no período 2010 a 2015. O valor total das compensações entre os anos 2014 e 2015 teve um crescimento anual de 64,71%, e se deve em parte às Bandeiras Tarifárias[4] e aos reajustes tarifários praticados pela ANEEL neste período.

Tabela 1-1- Quantidade e Valores das compensações financeiras – 2010 a 2015[4]

Compensação de Continuidade das Concessionárias			2010	2011	2012	2013	2014	2015
DIC, FIC e DMIC	Mensal	QTD	64.528.029	68.504.555	66.031.346	67.593.733	69.432.822	77.662.826
		VLR	259.409.387,88	289.572.623,80	305.792.525,44	263.020.411,07	279.037.800,68	443.876.219,14
	Trimestral	QTD	18.311.034	21.521.795	19.139.127	20.068.299	20.606.869	23.526.301
		VLR	42.844.877,84	40.118.456,57	41.990.777,27	36.837.766,05	38.448.878,38	64.358.166,17
	Anual	QTD	12.252.627	15.219.724	12.882.181	13.712.306	13.031.438	15.600.625
		VLR	58.543.287,88	68.340.480,18	69.891.361,86	61.508.176,25	54.986.433,44	99.275.117,95
DICRI		QTD	0	0	9.170.700	3.378.948	7.195.740	7.140.987
		VLR	0,00	0,00	19.796.625,84	14.584.068,41	18.513.244,11	36.513.041,97
TOTAL GERAL		QTD	95.091.690	105.246.074	107.223.354	104.753.286	110.266.869	123.930.739
		VLR	360.797.553,60	398.031.560,55	437.471.290,41	375.950.421,78	390.986.356,61	644.022.545,23

### 1.3 IMPORTÂNCIA DAS VTCD PARA A ANEEL

A importância da Qualidade da Energia Elétrica de maneira geral, e das VTCDs em particular, é observada nas diversas ações da ANEEL e, juntamente com a modicidade tarifária, constitui um de seus principais objetivos.

#### 1.3.1 Módulo 8 do PRODIST

As Variações de Tensão de Curta Duração são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo. Afundamentos e elevações momentâneas ou temporárias de tensão devem ser tratados separadamente. Com relação aos Valores de Referência para a quantidade de eventos de VTCD, objeto da pesquisa e desta proposta de tese, o Módulo 8 do PRODIST [1], em seu item 7.6.1, traz o seguinte:

*“Não são atribuídos padrões de desempenho a estes fenômenos. As distribuidoras devem acompanhar e disponibilizar, em bases anuais, o desempenho das barras de distribuição monitoradas. Tais informações poderão servir como referência de desempenho*

*das barras de unidades consumidoras atendidas pelo Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT e Sistema de Distribuição de Média Tensão - SDMT com cargas sensíveis a variações de tensão de curta duração”.*

Apesar da ANEEL não estabelecer, por ora, padrões de desempenho para VTCD, o Módulo 8 do PRODIST reforça a importância desta tese no âmbito do Setor Elétrico Nacional, com o foco em consumidores com cargas sensíveis e vulneráveis a VTCD.

### 1.3.2 Pregão Eletrônico Nº 46/2013 – Contratação de Consultoria Técnica

Em outubro de 2013, a ANEEL contratou, através do Pregão Eletrônico nº 46/2013, serviços técnicos especializados de consultoria para atividade de suporte aos trabalhos da Agência de regulamentar os fenômenos relacionados à qualidade do produto na distribuição de energia elétrica. Dentre os itens previstos na consultoria, tem-se a proposição de valores de referência para a quantidade de eventos de VTCD nos barramentos dos diferentes níveis de tensão dos sistemas de distribuição de energia elétrica. A instituição vencedora do Pregão Eletrônico nº 46/2013 e contratada para execução dos referidos serviços foi a Fundação de Apoio Universitário da Universidade Federal de Uberlândia. Destacam-se as atividades:

- Análise dos regulamentos e normas nacionais e internacionais de forma a descrever os principais regulamentos que tratam do acompanhamento da qualidade do produto;
- Revisão das pesquisas já realizadas no Brasil de forma a obter informações que contribuam no aprimoramento do regulamento;
- Aprimoramento ou criação de indicadores que possam ser utilizados para avaliar a qualidade do produto na distribuição de energia elétrica nos aspectos do Desequilíbrio de tensão, Harmônicos, Flutuação de Tensão e Variações de Tensão de Curta Duração;
- Análise das normas de medição brasileiras existentes e propor os aspectos que devem ser considerados na medição;
- Proposição, de acordo com os regulamentos internacionais existentes e pesquisas já realizadas no Brasil, de padrões de referência para os diversos fenômenos da qualidade do produto;
- Elaboração de procedimentos de medição para reclamação dos consumidores;
- Elaboração de procedimentos e definição dos padrões de desempenho a serem utilizados nos estudos de viabilidade de acesso.

Ainda que mais abrangente que o objetivo desta proposta de tese, a contratação realizada pela ANEEL reforça categoricamente a importância do fenômeno das Variações de Tensão de Curta Duração, bem como a necessidade de proposição de valores de referência para a quantidade de eventos de VTCD registrados nos sistemas de distribuição.

### 1.3.3 Consulta Pública CP 18/2014 [4] e Audiência Pública AP 82/2015 [4]

Em 2014, a ANEEL, através do AVISO DE CONSULTA PÚBLICA Nº. 018/2014 comunicou a abertura da CONSULTA PÚBLICA Nº 018/2014, com período para envio de contribuição de 29/12/2014 a 30/3/2015, por intercâmbio documental.

O objetivo da consulta foi obter subsídios à revisão da Seção 8.1 do Módulo 8 do PRODIST para a regulamentação dos fenômenos: desequilíbrios de tensão, distorções harmônicas, flutuações de tensão e variações de tensão de curta duração.

Em 2015, a ANEEL abriu a AUDIÊNCIA PÚBLICA Nº 082/2015, para obter subsídios para o aprimoramento da Seção 8.1 do Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST. Nesse contexto, foi proposto um novo indicador, denominado Fator de Impacto, para caracterizar os barramentos dos sistemas de distribuição. O Fator de Impacto resulta da quantificação dos eventos agrupados em cada uma das regiões distintas dentro da tabela de estratificação dos eventos por faixas de duração e amplitude, chamadas de Regiões de A a I, conforme imagem da Figura 1-1. As regiões de sensibilidade têm o intuito de correlacionar cada evento de VTCD com diferentes cargas e unidades consumidoras atendidas pelas redes de distribuição e seus respectivos níveis de sensibilidade.

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

Figura 1-1 Estratificação das VTCD com base nas regiões de sensibilidade [5] [1]

Matematicamente tem-se a expressão (1) para o Fator de Impacto [6] [1].

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \cdot fp_i)}{FI_{BASE}} \quad (1)$$

onde:

- $FI$  é o fator de impacto de um determinado barramento com medição de VTCD por um período de 30 dias consecutivos;
- $f_{ei}$  é a frequência de ocorrência de eventos de VTCD para cada região de sensibilidade (de  $i = A$  até  $i = I$ ) durante o período de medição de 30 dias;
- $fp_i$  é o fator de ponderação para cada região de sensibilidade;
- $FI_{BASE}$  é o fator de impacto base, calculado considerando os fatores de ponderação e a frequência limite de ocorrência de VTCD para cada região de sensibilidade.

#### 1.4 ESTADO DA ARTE

Estudos relacionados com as variações de tensão de curta duração têm sido conduzidos, ao longo do tempo, a partir de monitoração das tensões do sistema elétrico e/ou através da utilização de metodologias de simulação.

No desenvolvimento desta tese, foi executada uma pesquisa bibliográfica nos periódicos das instituições Elsevier (EPSR), IEE e IEEE. As palavras-chave voltage sag (ou sags) e voltage dip (ou dips) foram tomadas como base para a busca realizada. Com as leituras dos inúmeros artigos pesquisados foi realizado um resumo daqueles com maior relevância para o tema objeto da pesquisa. Os artigos são apresentados em sequência histórica da data de sua publicação, e seu resumo caracteriza o estado da arte sobre o assunto.

##### 1.4.1 Aplicações relacionadas com Análise Multivariada e Afundamento de Tensão

Em 2012, Barrera *et al.* [7], apresentaram o resultado de um trabalho de monitoramento da qualidade da energia em Bogotá, Colômbia. Um total de 249 subestações foi observado pelo período de 2 anos, entre 2007 e 2009. Para tal conjunto de medições, desenvolveu-se uma metodologia que favorece sua análise pela engenharia da empresa. Os resultados são apresentados de modo qualitativo e quantitativo. A análise quantitativa leva em conta o uso da Função Densidade de Probabilidade e da Análise dos Componentes Principais (PCA). A análise qualitativa considera a aplicação do Índice de Atividade de Afundamento de Tensão, “Sag Activity Index”, e da Quantidade de Energia não Distribuída durante o

afundamento de tensão. Na verdade, a unidade deste índice é dada em ciclos e a razão de se mencionar a energia não distribuída é que a mesma ocorreria para um afundamento de tensão de 0% (tensão residual nula) durante o mesmo período em ciclos.

A análise qualitativa permite identificar as subestações com comportamento muito diferente das demais em relação aos afundamentos de tensão. A análise quantitativa permite identificar as subestações com afundamentos de tensão nos limites inferior e superior do ponto de vista de compatibilidade, aqueles nos quais com certeza haverá ou não impactos no equipamento do consumidor. Apenas como ilustrativo, os piores resultados (*single-phase sag energy index*) são apresentados pelas subestações de 34,5 e 13,2 kV, nos quais os limites superiores são ultrapassados em 8,07% e 9,11% dos eventos registrados, respectivamente.

Em 2012, Romero et al. [8] apresentaram uma nova metodologia para estimação de padrões de afundamentos de tensão e agrupamento de zonas de falhas em alta e média tensão. Foram realizadas modelagem de rede e simulação de faltas a fim de obter informações sobre afundamentos de tensão causados por faltas no sistema de transmissão. Padrões de afundamentos de tensão foram identificados por meio de um algoritmo de agrupamento K-means, permitindo a determinação de zonas de falhas. Usando o banco de dados de medições da companhia de eletricidade de Bogotá, Colômbia, afundamentos de tensão foram classificados de acordo com os padrões previamente determinados.

Em 2014, Hariyanto et al. [9] apresentaram uma nova abordagem para identificar o perfil de severidade da tensão de barra, devido a curto circuito ocorrido em determinado ponto de um sistema de distribuição de energia. Dados contendo duas variáveis, profundidade e duração do afundamento de tensão devido a curto circuito em cada barra, são gerados e posteriormente agrupados usando agrupamento *K-means*. O agrupamento de dados produzirá os centros e as filiações dos conjuntos. Para identificar a severidade do afundamento de tensão, os centros dos conjuntos serão convertidos em Índice de Severidade do Evento, o qual explica a severidade do afundamento de tensão baseado na Curva CBEMA-ITIC.

Em 2014, Balouji et al. [10] desenvolveram uma metodologia na qual uma quantidade enorme de dados de eventos de qualidade da energia, afundamentos de tensão, elevações e interrupções são classificados em um número finito de classes e a classificação espacial desses conjuntos fornece a caracterização de partes específicas da rede. O método baseia-se no agrupamento *K-means* do espaço de características, os valores eficazes das tensões. O

método PCA foi aplicado no espaço de características antes do agrupamento *K-means*. O algoritmo PCA+*K-means* produziu o melhor agrupamento em termos de caracterização de eventos de Qualidade da Energia.

Em 2015, Guder et al. [11] apresentaram uma novidade em qualidade da energia (PQ), uma estrutura de modelagem desenvolvida para análise de eventos temporais e espaciais de qualidade da energia coletados em subestações que abastecem indústrias de ferro e aço. Características de eventos de qualidade da energia de várias plantas de ferro e aço foram obtidas baseadas em agrupamentos e técnicas de descoberta de regras. Os dados são coletados pelos analisadores de QEE, os quais detectam os afundamentos de tensão, elevações e interrupções de acordo com a *IEC Standard 61000-4-30*. A estratégia de agrupamento construída assegura o monitoramento viável do sistema pela redução do número incontável de eventos de PQ coletados pelos sistemas de medição em conjuntos de eventos.

Em 2015, Duan et al. [12] apresentaram uma abordagem de algoritmo de agrupamento *K-means* para analisar, classificar e reconhecer afundamentos de tensão de dados históricos de medição de rede em grande escala em Shenzhen, China. São calculadas as distâncias entre diferentes eventos de afundamentos em um diagrama de distribuição, e quando alguns deles estão próximos, um centro de conjunto denominado *centroide* pode ser fixado para representar esses eventos. A amplitude e duração refletidas por esses *centroides* podem ser consideradas como as características de afundamentos de tensão de subestações semelhantes, que representarão a condição de operação e identificarão o elo mais fraco do sistema elétrico.

Em 2015, Morales et al. [13] apresentaram uma comparação entre as técnicas de processamento de sinais por Análise de Componentes Principais (PCA) e Transformada Wavelet (WT) aplicada à classificação de descargas atmosféricas em Linhas de Transmissão. A extração de padrões foi desenvolvida através de Análise de Componentes Principais e Transformada Wavelet. A classificação de padrões é desenvolvida usando *Redes Neurais Artificiais (ANN)*, *k-Vizinhos mais Próximos (k-NN)* e *Máquina Vetor de Apoio (SVM)*.

O trabalho apresenta uma avaliação da classificação de descargas atmosféricas, fornecendo informações úteis, especialmente na extração e seleção de funções-mãe e uso de PCA. Os resultados mostram que usando PCA, ótimas funções-mãe podem ser extraídas, apresentando uma nova alternativa para a análise da proteção.

#### 1.4.2 Aplicações relacionadas a VTCD em geral

Em 2006, Bollen e Sabin [14] propuseram um método de cinco etapas para obtenção de índices para avaliação do desempenho de diferentes barramentos frente aos afundamentos momentâneos de tensão, descrevendo os padrões existentes e os trabalhos em andamento nas principais organizações para estabelecimento de padrões de referência, tais como IEC, IEEE e CIGRE. O trabalho dá uma visão geral sobre o fenômeno VTCD e identifica as lacunas na obtenção de parâmetros adequados, apontando para futuros trabalhos necessários.

No trabalho são citadas como referências as normas: IEC 61000-4-30, IEC 61000-4-11, os Grupos do IEEE P1159 e P1564, bem como o IEEE Gold Book (IEEE Std.493).

Em suas conclusões os autores apresentam os seguintes pontos:

- A definição de índices para afundamentos de tensão deve ser feita apenas através das normas internacionais; boa parte desse trabalho encontra-se atualmente em andamento. Os Operadores de Rede e os fabricantes de Monitores de QEE deverão testar as propostas a serem apresentadas;
- Os índices de Sistema e Locais devem ser definidos baseados em “novas” características, tais como ângulo de fase e trifásicas. Devem ser obtidas estatísticas com os valores típicos e a distribuição das novas características. É preciso entender bem as características em relação aos eventos do sistema e ao desempenho dos equipamentos, e definir bem os protocolos de testes incluindo as novas características;
- Na definição dos índices relativos aos eventos, vários parâmetros podem ser escolhidos, p.ex: “limite” e “referência deslizante”. Deve ser investigado como a sua escolha afeta o resultado final, quais sejam os índices de sistemas;
- Um estudo deve ser elaborado para obtenção dos níveis ótimos dos índices de AMT. Devem ser considerados os custos totais para o consumidor e o sistema. Devem ser feitas e publicadas as medições para estimar o nível de desempenho existente. Observa-se que esta recomendação reporta ao Módulo 8 do PRODIST, item 7.6.1 [1], bem como à prática adotada no projeto de pesquisa que fundamenta esta tese;
- As universidades devem desenvolver métodos para estimação de índices de sistemas a partir de um limitado número de pontos de medição de QEE em um limitado período de tempo. Esta pesquisa atende esta recomendação. O almejado método de previsão prevê o desempenho do sistema frente a AMT a partir de simulação estocástica, sem necessidade de medição. Devem ser feitas comparações entre os diferentes métodos de previsão estocástica e as medições em larga escala e por longo tempo.

Ainda em 2006, Bollen *et al.*[15] descreveram os métodos para estimação da frequência de afundamentos momentâneos de tensão experimentados pelos consumidores. Os dados de entrada são as estatísticas de faltas das empresas supridoras. Os cálculos são baseados no método das posições de falta, ampliado com a classificação trifásica dos afundamentos de tensão. Os autores consideram que os conflitos entre as empresas supridoras e os consumidores a respeito da qualidade da energia elétrica decorrem das diferentes caracterizações para a confiabilidade do fornecimento. Enquanto a supridora considera como relevantes as interrupções permanentes (superiores ou iguais a 3 minutos no Brasil), para o consumidor industrial e comercial os afundamentos momentâneos de tensão, assim como as interrupções temporárias e momentâneas de tensão (durações inferiores a 3 minutos), são mais importantes que as interrupções de longa duração, pois ocasionam a interrupção de sua produção com maior frequência. A obtenção de estatísticas de interrupções de longa duração não apresenta dificuldades para as concessionárias de distribuição, o que não ocorre para os afundamentos momentâneos de tensão e interrupções de curta duração. Nestes casos, existe a necessidade de alocação de medidores de parâmetros de qualidade da energia elétrica para a coleta e análise de dados, representando custos elevados e constituindo barreiras significativas ao uso extensivo de estatísticas para análise da incidência de afundamentos de tensão.

Um método alternativo é a utilização da previsão estocástica pela qual se calcula o número de afundamentos de tensão esperados por um consumidor específico a partir do conhecimento do número de faltas do sistema. Os autores fazem referência às diversas publicações associadas ao tema, e mostram as dificuldades e possibilidades de obtenção das taxas de falhas, tão importantes para os resultados das simulações, bem como dos tempos de extinção das faltas, particularmente inviáveis de se obter no caso das chaves fusíveis. Sobre as possíveis aplicações para a previsão estocástica dos afundamentos de tensão os autores citam:

- Estimação da frequência de afundamentos de tensão para novos consumidores industriais como ponto de partida para as discussões sobre a partilha de responsabilidades entre a empresa supridora e seus consumidores;
- Ajustar a sensibilidade dos equipamentos das instalações industriais, geração distribuída e grandes parques eólicos;
- Mapeamento da frequência de afundamentos de tensão do sistema elétrico, de modo a identificar as barras mais sujeitas aos mesmos;
- Estimar o desempenho passado do sistema elétrico simulando faltas ocorridas;
- Estimação da frequência de afundamentos momentâneos de tensão em barras

não monitoradas através da combinação dos eventos previstos com medições realizadas em um limitado número de barras;

- Previsão do impacto das mudanças de configuração na frequência de afundamentos momentâneos de tensão experimentada pelos consumidores;
- Suporte na escolha da localização para instalação de medidores de QEE.

Em 2007, Leborgne *et al.* [16] analisaram os resultados de medição pelo período de um ano e realizaram simulação estocástica de VTCD no sistema elétrico brasileiro, com enfoque nas possíveis diferenças de resultados quando se observa as tensões entre fase e neutro e entre fase e fase. Os autores afirmam que a maior parte das análises de afundamentos de tensão tem por objetivo avaliar o desempenho do sistema frente à sensibilidade das cargas por ele supridas. O desempenho da carga depende da tensão em seus terminais, a qual apresenta diferentes resultados frente a afundamentos de tensão no sistema elétrico conforme a mesma esteja conectada entre fases ou entre fase e neutro. Os autores levantaram a seguinte questão: qual conexão de medidores (fase-fase ou fase-neutro) apresenta resultados estatísticos mais relevantes para o usuário final?

Os resultados das simulações efetuadas com a aplicação do método das posições das faltas no grande sistema elétrico de transmissão brasileiro mostraram que os afundamentos de tensão fase-neutro são mais frequentes e mais severos que os afundamentos de tensão fase-fase no nível de tensão de transmissão e subtransmissão.

Esses resultados são reforçados pela análise de um conjunto de medições efetuadas pelo período de um ano nos níveis de tensão de 138 kV, 13,8 kV e 440 V. Neste último, as tensões fase-neutro e fase-fase apresentaram resultados semelhantes para a maioria dos índices estimados. Assim, para o sistema monitorado, a forma de conexão do medidor de qualidade da energia elétrica no nível de baixa tensão não afetará grandemente os resultados.

Os resultados foram apresentados através dos índices SARFI-70 e SARFI-ITIC onde:

- SARFI-70 – Índice médio da frequência de afundamentos momentâneos de tensão inferiores a 70% da tensão nominal ou declarada;
- SARFI-ITIC - Índice médio da frequência de afundamentos momentâneos de tensão inferiores aos valores da curva ITIC.

Os resultados similares obtidos nos índices SARFI-70 e SARFI-ITIC sugerem a adoção do primeiro para avaliação do desempenho de barras. O índice SARFI-70 é mais fácil de estimar que o SARFI-ITIC, pois a amplitude do AMT é suficiente, desprezando a duração.

Em 2007, Park e Jang [17] apresentaram um método para previsão estocástica dos afundamentos de tensão causados por faltas em um sistema elétrico de potência. A área de vulnerabilidade deve ser determinada para estimar a frequência de afundamentos esperada por uma barra com carga sensível. Todavia, os autores consideram que não é fácil identificar a área de vulnerabilidade em um sistema de transmissão complexo. O trabalho apresenta as equações das tensões de fase residuais decorrentes de faltas equilibradas e desequilibradas, e descreve um método eficiente para determinação da área de vulnerabilidade em um grande sistema elétrico complexo. Um método para estimar a frequência de AMT baseado na curva ITIC também é descrito. O método foi aplicado ao sistema teste de 30 barras do IEEE.

Em 2008, Carvalho *et al.* [18] analisaram a validação das ferramentas de simulação de afundamentos de tensão usando o ATP e o Anafas no sistema de subtransmissão da CEMAT, no qual foi realizada medição por 6 meses. Os resultados de simulação e de medição foram comparados em diversas situações, desde o caso base, no qual se considerou resistência de falta nula e tensão 1,0 pu na simulação de eventos de faltas registrados durante o período de medição. Mediante a variação das posições de falta, da impedância e da tensão pré-falta, os resultados foram comparados, chegando às seguintes conclusões de maior relevância:

- As magnitudes dos afundamentos de tensão obtidas pelas simulações são em geral muito próximas das obtidas através de medições; em mais de 90% dos casos simulados, os erros são inferiores a 10%;
- A frequência dos afundamentos de tensão obtida através de simulações é maior que as verificadas pelas medições na maioria das barras medidas;
- As tensões pré-falta e a exata localização das faltas não exercem forte influência na frequência dos afundamentos obtidos por simulação; a impedância de falta sim;
- Para o caso estudado as simulações e as medições de afundamentos de tensão apresentam resultados semelhantes, todavia a escolha dos valores adequados de resistências de falta é ainda um grande desafio em se tratando de simulações;
- A escolha de um programa de transitórios eletromagnéticos ou de um programa tradicional de cálculo de curto-circuito depende do tipo de estudo. O programa de curto-circuito é adequado para verificação do desempenho global do sistema frente aos afundamentos de tensão, em função da simplicidade na modelagem dos equipamentos e rapidez na simulação, enquanto o ATP é indicado para estudos detalhados de eventos individuais.

Em 2008, Bollen *et al.* [19] apresentaram um método para previsão de afundamentos de tensão experimentados pelos consumidores devido a faltas no sistema elétrico de potência. Enquanto os métodos tradicionais consideravam apenas a magnitude dos afundamentos de tensão, tal seja a tensão residual, o presente trabalho considera a magnitude e a duração.

O trabalho considera uma distribuição triangular (função densidade de probabilidade) para a duração do afundamento de tensão para cada uma das três zonas da proteção de distância, juntamente com probabilidades para cada zona. Os afundamentos são gerados por simulação de Monte Carlo, com as localizações das faltas ao longo das linhas e a duração dos afundamentos como variáveis aleatórias. Os resultados podem ser analisados em seguida por qualquer um dos métodos desenvolvidos para análise de medições de afundamentos de tensão.

O método é ilustrado através dos afundamentos experimentados por uma instalação industrial conectada à subtransmissão em 130 kV. Os autores consideram o afundamento de tensão o distúrbio de maior relevância para os grandes consumidores industriais.

Em sua conclusão o trabalho aponta como relevantes os pontos seguintes:

- As simulações resultam em uma lista de afundamentos de tensão que são esperados para as cargas selecionadas durante um número esperado de anos e as técnicas para sua análise são as mesmas usadas para os resultados das medições;
- A obtenção de maiores informações sobre a duração do afundamento de tensão devido às faltas em diferentes níveis de tensão e partes do sistema deveria ser considerada em trabalhos futuros. Dados relativos a registros de afundamentos de tensão e de distúrbios, bem como a experiência com proteção de sistemas de potência podem ser considerados nessa pesquisa;
- A duração dos afundamentos de tensão é fortemente relacionada ao tempo de extinção da falta, que por sua vez depende do ajuste da proteção. Todavia, não se pode concluir daí que a duração do afundamento é a mesma do ajuste da proteção. Em sistemas de transmissão e subtransmissão, o ajuste da proteção é frequentemente limitado a um pequeno número de valores, como zona-1 e zona-2 da proteção de distância, enquanto a estatística de afundamentos de tensão indica que sua duração é muito mais ampla que isto;
- Pesquisar as estatísticas sobre os atuais tempos de desligamentos de faltas é muito importante para a simulação estocástica de afundamentos de tensão;
- A comparação dos resultados de medição e simulação estocástica deve ser considerada em trabalhos futuros, onde se notará que ela não é direta. O desafio

não é apenas encontrar um local com período de medição suficientemente longo para validar a comparação; a parte do sistema de onde se originam os afundamentos (sua configuração) não deveria mudar durante o período de medição, e estatísticas de faltas confiáveis também deveriam estar disponíveis.

Em 2008, Saengsuwan *et al.*[20] apresentaram a correlação de afundamentos de tensão entre dois lados de diversos tipos de transformadores, caracterizados como A, B e C.

O tipo A tem conexão Y aterrado -Y aterrado, e não altera as tensões em pu de um lado para outro do transformador; o tipo B elimina as tensões de sequência zero: são aqueles de conexões Y aterrado-Y ou Y-Y aterrado, D-D ou D-zig zag; no tipo C a tensão secundária decorre da diferença entre duas tensões primárias: Y-D, D-Y e Y-zig zag.

O estudo foi realizado para o sistema de transmissão da Provincial Electricity Authority (PEA), uma concessionária de energia elétrica da Tailândia, sendo usada uma subestação com dois transformadores D-Y, 115/22 kV para análise da propagação dos afundamentos de tensão. Normalmente, os equipamentos são conectados no lado de baixa tensão do transformador; a ocorrência de faltas na alta tensão impactará de maneira diferente os consumidores conforme o tipo de conexão do transformador. O estudo mostra a propagação da VTCD através dos transformadores com diferentes tipos de conexões.

Os resultados da simulação mostraram que a falta fase-terra provoca afundamentos de tensão menos severos no secundário de transformadores tipos B e C que no primário. Já para os transformadores do tipo C, a ocorrência de falta dupla fase a terra na AT impacta mais os consumidores ligados na BT com relação a afundamentos de tensão.

Na ocorrência de faltas trifásicas, o afundamento de tensão (em p.u.) é o mesmo no primário e no secundário do transformador, qualquer que seja seu tipo. Quanto à propagação do afundamento de tensão, verifica-se que a falta na alta tensão é significativa e impacta os clientes da baixa tensão; já o inverso não ocorre. Geralmente, a falta na BT não impacta na AT, pois a impedância do transformador é muito maior que a equivalente do sistema.

O conceito de Área de Vulnerabilidade foi introduzido para fins de comparação: é aquela área dentro da qual ocorrendo falta resultará em afundamentos de tensão inferiores a determinado valor, por exemplo, 70%. Ela aumenta ou diminui conforme o tipo de conexão do transformador. A área de exposição a afundamentos de tensão no primário é comparada com a área de exposição a afundamentos de tensão propagados para o secundário.

Os comprimentos das linhas de transmissão dentro das áreas de vulnerabilidade foram obtidos e os resultados comparados. Os tipos B e C reduzem a área de vulnerabilidade e os

comprimentos de linhas para faltas do tipo fase-terra; para faltas do tipo dupla fase a terra e dupla fase o tipo C aumenta a área de vulnerabilidade. Já os transformadores com conexão tipo A não exercem qualquer influência na propagação de afundamentos de tensão.

Em 2009, Oliveira *et al.* [21] apresentaram um procedimento para validação de resultados de afundamentos momentâneos de tensão com base em medições realizadas pelo período de 6 meses e na simulação estocástica de 100 períodos utilizando-se o método de Monte Carlo. O objetivo prático foi analisar a precisão dos resultados obtidos por um curto período de medição. Foram considerados modelos probabilísticos de diversas variáveis, tais como: taxas de faltas de linhas e barramentos, tensão pré-falta, distribuição dos tipos de faltas, incerteza na localização de faltas e distribuição da resistência de falta. Intervalos de confiança baseados no método dos percentis e testes de hipóteses foram ferramentas estatísticas usadas para validação da frequência e magnitude das faltas. A metodologia proposta foi aplicada em um caso base com medição pelo período de 6 meses.

Os autores consideram que os afundamentos de tensão deveriam ser tratados como um problema de compatibilidade entre o equipamento e a fonte, como os demais fenômenos de qualidade da energia. As informações sobre a sensibilidade dos equipamentos aos afundamentos de tensão podem ser obtidas através dos fabricantes ou de testes. A aplicação da metodologia resultou na validação da frequência de ocorrência de afundamentos de tensão em 9 dos 12 pontos monitorados. Todavia, a validação da amplitude dos AMTs só foi possível em 6 dos 12 pontos. Os autores consideram que as divergências verificadas em ambos os casos se devem às seguintes razões:

- Curto período de medição, resultando em valores específicos de frequência e amplitude bastante diferentes dos valores médios esperados em longo prazo;
- Premissas adotadas na simulação estocástica diferentes do desempenho atual do sistema, tais sejam: tensões pré-falta, distribuição das posições de falta ao longo das linhas de transmissão, resistência de falta, e distribuição dos tipos de falta;
- Alguns fatores locais, como clima adverso e configuração de torres podem resultar em valores diferentes de taxa de falta e distribuição de tipos de falta por linha.

Os autores concluíram que a adoção dos resultados obtidos pelo período de medição de 6 meses levaria a conclusões equivocadas sobre o desempenho do sistema e que uma análise semelhante para um maior período de medição pode resultar em melhores índices.

Em 2009, Leborgne *et al.* [22] apresentaram em Bucharest, Romênia, o trabalho “Avaliação do Desempenho de Linhas de Transmissão com base em Índices de Afundamentos de Tensão”. O trabalho toma por base o sistema de transmissão da CEMIG para analisar o desempenho de Linhas de Transmissão tendo por base não apenas o número de faltas por ano, comumente utilizado pelas empresas, mas novos índices que reflitam os impactos dos afundamentos de tensão nas cargas supridas pelo sistema elétrico.

A nova forma de avaliação do desempenho das linhas considera outras variáveis:

- Número de desligamentos ponderados por pesos conforme o curto seja monofásico, bifásico, bifásico para terra ou trifásico;
- Variação instantânea da potência ativa suprida após a ocorrência do evento;
- Variação média da potência ativa suprida em decorrência do evento;
- Energia não suprida devido a ocorrência do evento;
- Índice agregado de desempenho do sistema ponderando as variáveis anteriores.

Os resultados mostram que o desempenho das linhas de transmissão considerando o impacto dos afundamentos de tensão nas cargas dos usuários finais é bastante distinto daquele que considera apenas o número de faltas por ano de cada linha. O índice agregado de desempenho mostra claramente quais linhas possuem o pior desempenho em termos de qualidade da energia, permitindo aos engenheiros priorizar os investimentos com vias à melhoria do sistema elétrico. As linhas de 138 kV apresentaram o pior desempenho quanto ao número de eventos e variação da carga. Isto se deve em parte à sua maior proximidade do usuário final, com menor distância elétrica entre a posição da falta e as cargas.

Em 2010, Hardi e Daut [23] apresentaram o resultado experimental da pesquisa de sensibilidade às VTCD dos equipamentos de baixa tensão, como computadores, lâmpadas fluorescentes e contadores. A pesquisa foi desenvolvida em laboratório com o uso de uma fonte para simulação da amplitude e duração das VTCD, assim como do ponto de seu início na onda de tensão (ângulo de fase).

Os autores afirmam que as VTCD não causam danos aos equipamentos testados, mas causam seu desligamento e/ou mau funcionamento conforme a intensidade e duração da VTCD, e conforme o ponto de início do afundamento na onda de tensão (ângulo de fase).

Os autores constataram que a sensibilidade dos contadores é muito influenciada pelo ponto da onda de tensão onde inicia a VTCD (ângulo de fase). A tolerância à variação de tensão dos PCs varia de 40% a 50% da tensão nominal e as durações de 100 a 500 ms.

Dos três tipos de lâmpadas de descarga testadas, a de vapor de mercúrio apresentou maior sensibilidade à variação de tensão, desligando para a tensão de 40% da nominal com duração de 100 ms. As lâmpadas fluorescentes compactas desligaram com tensões inferiores a 30% e 20% e duração de 100 ms ou superior. Constatou-se na pesquisa experimental que a sensibilidade das lâmpadas e computadores é menor que aquelas das curvas ITIC e SEMI F47; já os contadores apresentaram sensibilidades maiores e variáveis conforme o ponto na onda de tensão onde teve início o afundamento.

Em 2010, Oliveira *et al.* [24] no trabalho intitulado “Avaliação da Relação entre a Severidade de Afundamentos de Tensão e as Características das Faltas”, apresentaram alguns avanços na análise de afundamentos de tensão com base na variação da carga e na energia não distribuída. A variação do fluxo de potência medida no nível de transmissão é proposta como um índice para avaliação dos afundamentos de tensão. A rede de transmissão da Cemig foi utilizada com 4 anos de medições e 189 eventos severos de afundamentos de tensão.

A correlação entre a perda de carga e as características do afundamento de tensão da fonte, tais como tipo de falta, causa da falta, localização da falta, resistência de falta, estação do ano e parte do dia em que cada falta ocorre, pode ser usada para otimização do planejamento e da manutenção da rede de transmissão. Os dados obtidos das medições confirmam tal correlação e sugerem novas prioridades para os planejadores.

A localização da falta exerce forte influência no afundamento de tensão, de modo que as faltas nas linhas de 500 kV produziram as maiores variações de carga e montantes de energia não fornecida. Por outro lado, as faltas nas linhas de 138 kV foram muito mais numerosas, o que é coerente com sua maior extensão, resultando em montantes totais de variação de carga e de energia não suprida superiores aos demais níveis de tensão.

Quanto maior o número de fases envolvidas na falta, maiores são as chances de ocorrer variações de carga significativas; afundamentos de tensão causados por faltas trifásicas tiveram as piores consequências para a carga, conforme esperado.

As descargas atmosféricas são as maiores causas de afundamentos de tensão severos em termos de número de afundamentos de tensão e seus efeitos nas cargas. Todavia, o evento mais severo foi causado por um corpo estranho. Tal evento foi do tipo dupla fase à terra, ocorreu em uma noite de inverno e causou a maior variação instantânea de carga, de 640 MW.

Os eventos registrados apresentaram baixos valores de resistência de falta; a maioria é inferior a 5 Ohms. 82% dos eventos ocorreram nos períodos da tarde e da noite; por outro lado, no verão e na primavera ocorreram mais de 67% das faltas.

Em 2011, Tayjasanant *et al.* [25] apresentaram um estudo sobre os impactos da geração distribuída nos afundamentos momentâneos de tensão em um sistema de distribuição. A análise foi efetuada pelo método das posições de falta e foram conceituados e avaliados os seguintes parâmetros de qualidade: área de vulnerabilidade, frequência e índice de afundamentos de tensão. Foram considerados os índices SARFI-X e SARFI-70 como exemplos na aplicação. As características, tipo e localização das faltas foram simulados pelo método de Monte Carlo. Citando a referência [17] os autores consideraram a seguinte distribuição dos tipos de faltas: falta fase-terra: 85%; falta fase-fase: 8%; falta bifásica à terra: 5% e falta trifásica: 2%. As simulações consideraram a variação da localização da geração distribuída relativamente ao consumidor analisado e à subestação supridora, assim como o montante de geração relativamente à carga, em ambos os casos com três opções cada. Foram adotados os dois modos de operação da geração distribuída: controle de tensão com  $V=1,0$  pu e controle de fator de potência, com  $fp=1,0$  pu.

Os resultados para faltas trifásicas e fase-terra mostraram que a geração distribuída melhora os resultados da área de vulnerabilidade, frequência e índice de afundamentos de tensão, não importando o modo de controle utilizado, se por tensão ou por fator de potência.

A potência da geração distribuída influencia nos resultados de área de vulnerabilidade e frequência dos afundamentos de tensão apenas com a operação no modo de controle de fator de potência; à medida que cresce a potência caem levemente os indicadores. Quanto à localização, os resultados mostram que a geração distribuída deve ser instalada no mesmo alimentador em que se encontra o consumidor e o mais próximo possível da subestação.

Em 2011, Romero *et al.* [26] apresentaram o resultado da implantação de um sistema de gerenciamento de informações de índices de qualidade da energia e detecção de zonas críticas no sistema de distribuição da Grande Bogotá, Colômbia. O sistema apresentado foi desenvolvido no contexto de um projeto de pesquisa e desenvolvimento e se fundamenta na exigência do órgão regulador do Setor Elétrico da Colômbia, segundo a qual as concessionárias de energia elétrica são obrigadas, desde outubro de 2007, a efetuar medições de qualidade da energia em todas as barras com tensão superior a 1 kV.

Um volume expressivo de informações é gerado, notadamente quando se considera um parque com 290 medidores de QEE efetuando medições pelo período de 2 anos.

O sistema proposto foi implantado em plataforma servidora APACHE, contendo três partes principais. A 1ª parte registra, faz um pré-processamento e guarda as medições de parâmetros de qualidade da energia em uma base de dados usando MySQL. Na 2ª parte são

calculados os índices de qualidade da energia para cada subestação; tais índices permitem a avaliação de distúrbios como variações de tensão de curta duração, flutuações e desequilíbrios de tensão. Finalmente, na 3ª parte, os índices são apresentados por meio de mapas de qualidade da energia usando as ferramentas do Google Maps, nas quais as zonas críticas são identificadas para cada distúrbio de acordo com sua atividade e critérios de severidade.

Com a identificação das áreas críticas, as concessionárias podem efetuar manutenções preventiva ou corretiva, ligar ou desligar bancos de capacitores ou algum recurso de geração distribuída. Os consumidores e as empresas de energia podem usar as informações na melhoria da qualidade da energia e da confiabilidade conforme suas necessidades particulares.

Os autores consideram que a ferramenta desenvolvida é de baixo custo, muito útil e fácil de implantar pela concessionária de energia para consulta pelos usuários finais.

Em 2012, Naidu *et al.* [27] analisaram o desempenho de um sistema de distribuição do Nordeste do Brasil quanto às VTCDs. Para tanto, a estimativa do número anual de afundamentos de tensão inaceitáveis em uma barra com carga sensível foi obtida com a simulação de Monte Carlo e através da construção da tabela de densidade de afundamentos de tensão. Medições junto à carga sensível validaram as simulações.

Os afundamentos ditos inaceitáveis foram identificados pela superposição da Curva ITIC sobre a tabela; são aqueles situados abaixo da curva inferior, 66,32 eventos (em média) por ano. O valor medido junto à carga é 62 eventos por ano. A causa principal das faltas nas linhas de 69 kV são descargas nos isoladores causadas pelo acúmulo de cinza devido à queimada nas plantações de cana de açúcar. O procedimento de lavagem dos isoladores com linha viva foi adotado e seus efeitos confirmaram o acerto da medida. A simulação resultou em 60,62 afundamentos por ano.

Da mesma forma, verificou-se que os ajustes de proteção dos relés de alguns alimentadores eram inadequados e não coordenavam; a melhoria na coordenação da proteção foi simulada, resultando em 58,86 afundamentos inaceitáveis por ano.

Durante a construção da tabela de densidade de afundamentos de tensão foram armazenadas as localizações das faltas que contribuem para as entradas de cada célula. Assim, concluída a montagem da tabela foi possível identificar as linhas de 69 kV e os alimentadores de 13,8 kV que mais contribuem para os afundamentos de tensão na carga sensível.

Foram identificadas as 3 linhas de subtransmissão em 69 kV e 5 alimentadores de distribuição em 13,8 kV que mais contribuem para a ocorrência de AMT inaceitáveis. Observou-se que alguns desses alimentadores não possuíam proteção adequada contra

descargas atmosféricas e os aterramentos eram inadequados. Através da simulação com a lavagem dos isoladores nas 3 linhas de 69 kV, a instalação de descarregadores de surto e a adequação da coordenação da proteção nos 5 alimentadores foi verificada acentuada queda no número de afundamentos inaceitáveis, resultando um valor médio de 18,67 eventos por ano.

#### 1.4.3 Lacunas Existentes

Com base no levantamento bibliográfico realizado, podem-se identificar ao menos duas importantes lacunas que esta tese objetiva preencher.

A primeira advém da Norma IEEE 1564 [28], descrita no Anexo B desta tese: “A grande variação na sensibilidade dos consumidores aos afundamentos de tensão, bem como de empresas supridoras, torna impossível prescrever um conjunto específico de índices”. Nesta tese, a aplicação da Análise de Variância ANOVA One-Way (TNE x Clusters) resultará na apresentação do número total de eventos de AMT esperados por ano por conjunto de subestações formado, com Intervalo de Confiança de 95%. De modo semelhante, apresenta-se o resultado por CI 95% para as Principais Variáveis relacionadas aos afundamentos de tensão.

A segunda lacuna vem da inexistência de trabalhos propondo a formação de conjuntos de subestações de distribuição de energia elétrica com características semelhantes para VTCD. Em nível nacional esta lacuna se agravará com a regulamentação pela ANEEL de parâmetros do fenômeno VTCD, conforme Consulta Pública CP 18/2014 [4] e Audiência Pública AP 82/2015 [29].

A metodologia proposta nesta tese apresentará como resultado os conjuntos de subestações com características de semelhança para afundamentos de tensão, tendo como resposta o número total de eventos de AMT esperados por ano, através da Análise de Componentes Principais. Os Parâmetros das 6 variáveis mais relevantes para AMT por intervalos de confiança 95% são resultados complementares da aplicação da metodologia.

### 1.5 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA TESE

O sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil é operado por 62 concessionárias com cerca de 3500 subestações de distribuição [4]. Esta quantidade de empresas e subestações requer o desenvolvimento e aplicação de uma metodologia que forme conjuntos de subestações semelhantes para efeitos de regulação de afundamentos de tensão, assim como ocorre para continuidade, através dos indicadores de frequência e duração.

Em vista das lacunas descritas no item anterior, a contribuição fundamental desta tese

é a descrição e aplicação de uma nova metodologia para formação de conjuntos de subestações para análise de desempenho em termos de afundamentos de tensão para fins regulatórios. Acrescentam-se os Padrões de referência por intervalo de confiança 95% das principais variáveis associadas ao número de eventos esperado de afundamentos de tensão.

A Metodologia usa o Método Hierárquico de Agrupamento e Ward e os Scores de Componentes Principais. A resposta é o número esperado de afundamentos de tensão por ano nas barras das subestações. A metodologia é aplicada em um Estudo de Caso baseado em um conjunto de variáveis de 17 subestações distribuidoras, obtido de um Projeto de Pesquisa.

A pesquisa bibliográfica realizada, resumidamente descrita nesta tese, mostra que uma extensa quantidade de pesquisas tem sido realizada usando a Análise de Componentes Principais (PCA) como método de redução de dimensionalidade e extração de características, e que a metodologia proposta neste trabalho é uma aplicação inédita.

O trabalho visa contribuir com a Universidade, o Setor Elétrico Brasileiro e a ANEEL, preencher a lacuna existente no Módulo 8 do PRODIST e na Norma IEEE P1564 [28] quanto às Variações de Tensão de Curta Duração, VTCD, de maneira coerente com a evolução da importância da QEE, particularmente das VTCD, para a ANEEL e a Indústria.

## 1.6 ESTRUTURA DA TESE

O primeiro capítulo desta Proposta de Tese apresenta a introdução ao tema, descrevendo sua relevância para a ANEEL, o estado da arte abordando as principais publicações na área, os objetivos, as contribuições e a estrutura do documento.

O segundo capítulo apresenta os conceitos mais importantes e as definições ligados a Variações de Tensão de Curta Duração, o que fornece uma base teórica necessária para o entendimento deste fenômeno. São abordadas as conceituações de VTCD segundo a ANEEL, suas principais causas e variáveis de influência, as fontes dos indicadores, contidos na Norma IEEE 1564 [28] e em dois livros, e os parâmetros da Norma Sul-Africana NRS 048-2.

No terceiro capítulo é apresentada a Análise Multivariada, os Métodos de Agrupamento hierárquico e não hierárquico, o Método K-means e a Análise de Componentes Principais.

No quarto capítulo é apresentada a Proposta de Metodologia de Formação de Conjuntos de Subestações e Proposição de Parâmetros das variáveis mais relevantes para AMT.

No quinto capítulo é apresentado um Estudo de Caso de uma Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica, tendo como insumos para aplicação da Metodologia um conjunto de 32 variáveis em 17 subestações, resultantes de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento realizado pela UNIFEI com a Distribuidora entre os anos 2010 e 2015.

No sexto capítulo são apresentados os Resultados e sua Discussão, submetidos à Análise Crítica do Engenheiro Especialista, confirmando a assertividade da Metodologia.

No sétimo capítulo são apresentadas as conclusões relativas aos conjuntos de subestações formados e às variáveis mais relevantes para VTCD por intervalos de confiança.

Os Apêndices e Anexos apresentam os métodos de medição e identificação do número de eventos de AMT, aspectos do Medidor e do Software utilizados, os Indicadores de VTCD detalhados segundo a Norma IEEE 1564 [28], em dois livros, e os resultados de medição. Também apresentam os fluxogramas de formação de conjuntos de subestações, segundo a metodologia proposta neste trabalho de tese e verificada em um caso real.

## 1.7 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tratou da relevância atual do fenômeno variações de tensão de curta duração, VTCD, apresentando sua importância para o setor elétrico e para a ANEEL, um amplo levantamento do estado da arte sobre a análise multivariada aplicada à formação de conjuntos, com PCA e *K-means*, sobre VTCD em geral e os indicadores em particular.

Destaca-se nesse aspecto a importância da Norma IEEE 1564 [28], bem como das pesquisas já realizadas na Colômbia, onde o órgão regulador desde 2007 determinou que as empresas concessionárias de distribuição de energia elétrica realizem medições de qualidade da energia nas barras com tensão igual ou superior a 1 kV, e as disponibilizem para seus clientes. O resultado, como se viu, coloca a Colômbia bem à frente do Brasil nesta área.

Destacam-se igualmente as pesquisas realizadas usando a Análise de Componentes Principais, PCA, e *K-means* para agrupamento e classificação de eventos de afundamentos de tensão obtidos por medição e simulação. Foram selecionados os artigos mais relevantes.

Observa-se a ausência de agrupamento de subestações com características de semelhança de VTCD, objeto desta Tese, o que torna evidente o seu ineditismo e sua contribuição para a regulamentação desse fenômeno no Brasil.

## 2 VARIAÇÕES DE TENSÃO DE CURTA DURAÇÃO

### 2.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O capítulo apresenta os principais conceitos e definições sobre afundamento de tensão, objeto desta tese, conforme apresentado na literatura internacional e pela ANEEL. Suas causas, efeitos e particularidades são importantes para o entendimento desse fenômeno. Os índices de afundamentos de tensão são caracterizados de forma singela, com as principais fontes bibliográficas, notadamente a Norma IEEE 1564 e a Norma Sul-Africana, NRS 048-2.

As sensibilidades dos dispositivos aos afundamentos de tensão são analisadas pelos diversos tipos de dispositivos e pelas curvas de tolerância de tensão SEMI 47, ITIC e CBEMA. Os custos de interrupção associados aos afundamentos de tensão são apresentados para os setores industrial, comercial e de serviços, onde se observa sua importância para o consumidor final. Os conceitos de propagação de afundamento de tensão, área de vulnerabilidade a as variáveis de influência nos parâmetros de AMT são apresentados neste capítulo, juntamente com os indicadores e tipos segundo a NRS 048-2[30]. Mais recente e atual, é apresentado o indicador Fator de Impacto resultante da AP 082/15 da ANEEL [29] e as formas usuais de mitigação do afundamento de tensão em sistemas de distribuição.

### 2.2 CONCEITOS E DEFINIÇÕES DE AFUNDAMENTO DE TENSÃO

O Afundamento momentâneo de Tensão é um dos mais importantes fenômenos de qualidade da energia elétrica e tem forte impacto financeiro para os consumidores [31]. A razão é que muitas das suas cargas estão associadas com dispositivos eletrônicos que são altamente vulneráveis aos afundamentos de tensão. Segundo a IEC, o Afundamento de Tensão é definido como um evento em que a tensão no Ponto de Acoplamento situa-se entre 1% e 90% da tensão nominal (ou da tensão declarada) e continua por diversos milissegundos até alguns segundos (normalmente entre 1 ciclo até 1 minuto) [32]. Pelo IEEE, Afundamento de Tensão deve ser caracterizado por sua duração e tensão residual. A duração é o tempo que a tensão eficaz permanece abaixo da referência (*threshold*). A tensão residual é o menor valor eficaz durante o evento. Ao invés da tensão residual o afundamento pode ser usado; é a diferença entre tensão residual e de referência ou declarada [28].

#### 2.2.1 Causas, Efeitos e Particularidades dos Afundamentos Momentâneos de Tensão.

Os Afundamentos Momentâneos de Tensão são causados principalmente por curtos

circuitos na rede elétrica (causados por falta ou por evento natural). Algumas vezes a causa é a partida de grandes motores, a energização de transformadores, ou um evento de chaveamento na rede. Seus efeitos são sentidos particularmente pelas indústrias com cargas elétricas sensíveis aos afundamentos de tensão, com a parada de produção não planejada. O desligamento não planejado dessas indústrias é o grande responsável por perdas de produção, de insumos e de mão de obra. Neste sentido, os afundamentos de tensão causam maiores prejuízos às indústrias do que os desligamentos programados, pela sua maior frequência.

Um evento de afundamento de tensão pode interromper a operação de muitos dispositivos de processos sensíveis em uma instalação, o que pode levar à interrupção total ou parcial da operação da planta do consumidor. Nas indústrias de processos, controladores de velocidade variável (ASD) são amplamente utilizados devido ao seu desempenho dinâmico, alta flexibilidade e economia de energia. Em contraste, eles são vulneráveis a afundamentos de tensão. Seu desempenho frente a afundamentos depende principalmente da topologia do hardware, algoritmo de controle, condições de carregamento e do tipo de afundamento ocorrendo no circuito. Outros dispositivos sensíveis são computadores, motores DC alimentados por tiristores, contadores, etc.

### 2.2.2 Dificuldades Relacionadas aos Afundamentos de Tensão

É difícil precisar um evento de afundamento de tensão ou seu número devido às razões:

- Dados de ocorrência de afundamentos de tensão não são plenamente confiáveis e os índices não são facilmente disponíveis. Ademais, as reconfigurações de circuitos de distribuição podem alterar os índices significativamente;
- Algumas vezes os consumidores confundem eventos de afundamentos de tensão em suas barras com interrupções; por exemplo, afundamentos que são gerados localmente pela partida de cargas pesadas. Assim, esses eventos são omitidos da contagem de afundamentos momentâneos de tensão;
- A imunidade de um dispositivo é muito importante na avaliação de sua resposta a um afundamento momentâneo de tensão particular. Determinado dispositivo pode suportar um evento de afundamento momentâneo de tensão por causa de sua característica de maior imunização (gráfico de tolerância tensão-tempo: “V-T”). No entanto, outro dispositivo, com menor propriedade de imunização, pode falhar na ocorrência do mesmo afundamento momentâneo de tensão.

### 2.2.3 Índices de Afundamento de Tensão

Um afundamento de tensão pode ser caracterizado pela tensão residual e duração do evento. Alternativamente, pode ser representado pelo seu índice de agressividade, por índices baseados na curva de tolerância de tensão dos equipamentos, ou índices de energia ou de severidade do evento. A Norma IEEE 1564 [28] introduz os índices de energia (Evs) e de severidade (Se) do afundamento de tensão. Tais índices podem ser calculados para diferentes barramentos ou para um consumidor específico.

O perfil anual de afundamento de tensão de uma barra pode ser apresentado de diversas formas, tais como: tabela de intensidade e duração de eventos, gráfico de dispersão, gráfico de contorno, etc. Todos esses métodos apresentam informações sobre a frequência de ocorrência de afundamentos para várias magnitudes e respectivas durações. Nesta tese, o desempenho de uma barra é caracterizado por tabelas de intensidade e duração de afundamentos de tensão que indicam o número de eventos ocorridos (frequência) para certa tensão residual e duração, como descrito na Norma IEEE 1564 [28], e normas IEC 61000-2-8 [32] e IEC 61000-4-11 [33].

O Gráfico de Dispersão é usado para representar o perfil de afundamentos de tensão de uma barra e compará-lo com a característica de imunidade tensão-tempo da carga de um consumidor específico. A Norma Sul Africana NRS 048-2-2007 [30] e a versão mais recente da Norma EN50160 [34] especificam diferentes regiões retangulares na tabela de duração de eventos. Adicionalmente, a NRS 048-2-2007 apresenta o número limite de eventos para cada região da tabela de duração-intensidade de afundamentos em diferentes níveis de tensão.

### 2.2.4 Sensibilidade dos Dispositivos aos Afundamentos de Tensão

As suscetibilidades dos vários dispositivos ao afundamento de tensão diferem com relação à magnitude e duração do evento e são classificadas em três grupos distintos [31]:

- O primeiro grupo de dispositivos é sensível apenas à magnitude do afundamento de tensão (ex: controles de processos, controles de velocidade de motores, muitos tipos de máquinas automáticas) e a duração do afundamento tem importância secundária;
- O segundo grupo de dispositivos é sensível tanto à intensidade quanto à duração do evento; é o que inclui equipamentos com dispositivos eletrônicos;
- A terceira categoria de dispositivo é sensível a outras características do afundamento de tensão que não sua magnitude e duração. É afetada pelo desequilíbrio de fase, pelo ângulo de fase da onda de tensão onde o afundamento ocorre, ou pelo salto de

ângulo. Típicos exemplos são dispositivos controlados ativamente que se baseiam em informações das formas de onda (tais como acionamentos de motor DC com tiristores controlados conectados à alimentação AC, relés auxiliares, contadores, etc).

Os diversos dispositivos apresentam diferentes sensibilidades aos afundamentos de tensão as quais são descritas por suas curvas individuais de tolerância de tensão. A imunidade de um dispositivo a um evento de afundamento de tensão depende do desempenho de sua curva de tolerância de tensão (V-T). Quando ocorre um afundamento de tensão, a tensão disponível para o equipamento é inferior à nominal. Se a tensão disponível no terminal do equipamento for inferior ao seu limite inferior de tensão e a duração maior que o tempo máximo de tolerância, o equipamento vai desligar.

A caracterização adequada de afundamentos de tensão não é trivial e ainda não foi bem definida. Por exemplo, quando um afundamento de tensão monofásico ocorre e interrompe parcialmente a operação do processo/dispositivo e um segundo afundamento consecutivo ocorre (na segunda fase ou nas três fases) dentro de pequeno intervalo e tem efeitos similares, não está claro se serão contados dois ou apenas um evento no total de ocorrências, por não se saber se o equipamento foi desligado devido ao primeiro evento ou ao efeito acumulado de ambos os eventos.

Os contadores são sensíveis ao ângulo de fase na onda da tensão de suprimento no qual o afundamento inicia. Suas respostas ao AMT dependem da energia magnética acumulada neles antes do início do evento. Para identificar as sensibilidades relacionadas ao AMT de uma planta de processos e identificar o elo mais fraco no sistema, é indispensável analisar a cadeia completa do processo e a proteção da entrada do suprimento de energia e os dispositivos de controle.

#### 2.2.5 Curvas de Tolerância de Tensão

As curvas de tolerância de tensão (“*power acceptability curves*”) são os gráficos de máximo desvio de tensão aceitável do equipamento em certa duração de tempo para uma operação segura [31]. As curvas tipo “V-T” mais utilizadas são a curva CBEMA (*Computer Business Equipment Manufacturers Association*), a ITIC (*Information Technology Industry Council*) e a SEMI 47 (*Semiconductor Equipment and Materials International Group*).

A Figura 2-1 [5] mostra o gráfico de imunidade da SEMI 47, usada em indústrias.

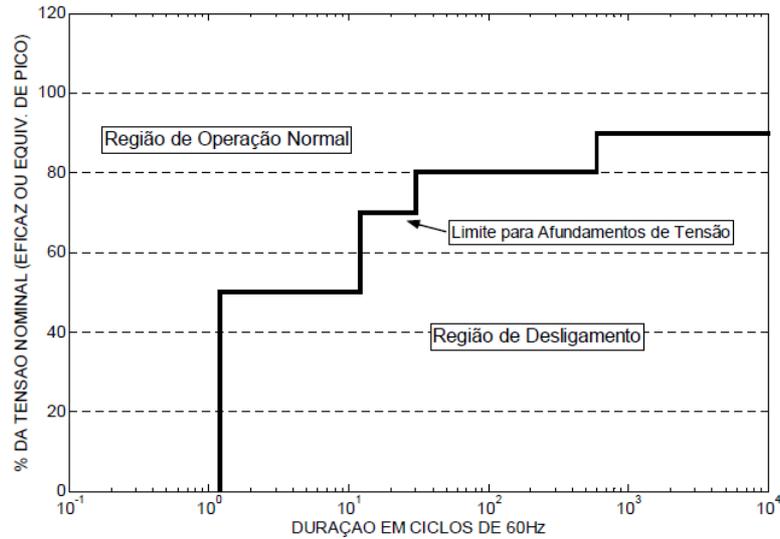


Figura 2-1 - Curva SEMI 47 usada em indústrias de semicondutores [5] [35]

As curvas CBEMA e ITIC diferem no modo como suas regiões são apresentadas. A curva CBEMA é contínua e a ITIC tem uma série de linhas verticais e horizontais. A curva ITIC tem uma região de imunidade expandida comparada à CBEMA. A curva CBEMA é usada para definição de “V-T” para computadores, controladores eletrônicos, dispositivos de estado sólido, bem como vários aparelhos residenciais, comerciais e industriais; basicamente equipamentos com fonte chaveada. Os dispositivos devem seguir os gráficos de imunidade especificados pelas curvas ITIC e CBEMA para computadores e os gráficos da SEMI 47 para dispositivos semicondutores.

A figura 2-2 apresenta um exemplo de Curva ITIC com caracterização das regiões de tolerância, de mau funcionamento e danos aos equipamentos sensíveis [5] [35].

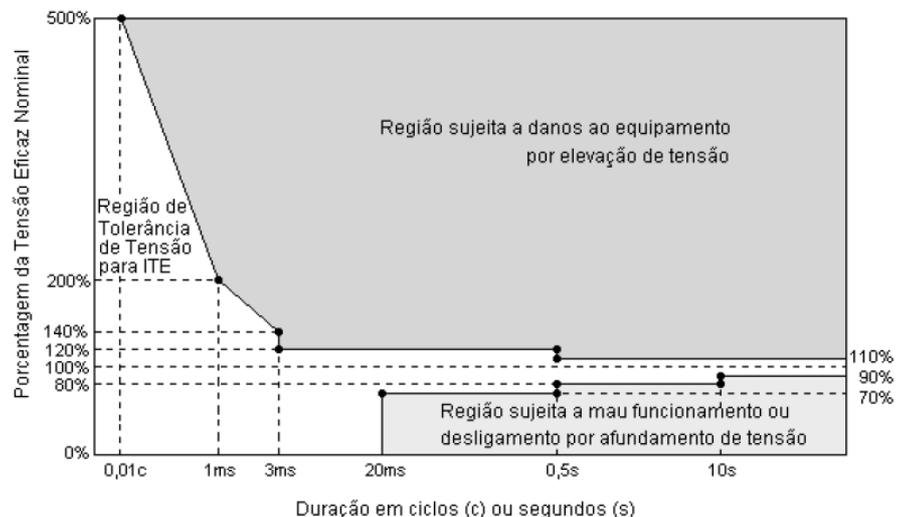


Figura 2-2 – Curva ITIC com caracterização das regiões [5] [35]

A figura 2-3 mostra a Curva CBEMA de suportabilidade de computadores [5] [35].

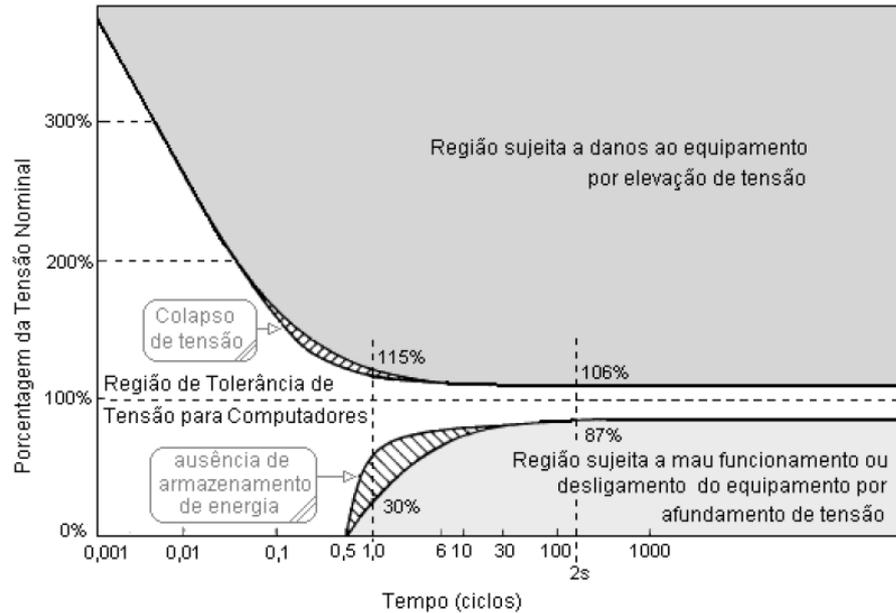


Figura 2-3 - Curva CBEMA de suportabilidade de computadores [5] [35]

Grandes indústrias (tais como indústrias de semicondutores, fábricas de papel, indústrias de vidro e aço, etc.) sofrem inconveniências técnicas e grandes perdas financeiras quando afundamentos de tensão ocorrem nas barras de sua instalação. É considerado como um problema crítico para a operação de processos contínuos uma vez que a operação de toda a planta é interrompida e precisa ser reinicializada. A caracterização dos vários tipos de afundamentos de tensão e a identificação de seus impactos na sensibilidade do equipamento é um processo demorado, complexo e custoso. O equipamento pode responder diferentemente dependendo do tipo de afundamento, magnitude, duração, ângulo de fase na onda de tensão do início e final do afundamento, formato do afundamento, salto de ângulo (ângulo de fase durante o afundamento), energia do afundamento, etc. Também é muito importante ter um conhecimento claro sobre o processo produtivo envolvido (assim como sobre a fonte de energia de suprimento e os diversos dispositivos de proteção) para prever a imunidade da instalação ao afundamento de tensão. Alguns processos são capazes de operar sem tensão por um pequeno período de tempo (ex. indústria química), enquanto outros processos são muito sensíveis a um afundamento de tensão de curta duração (ex. indústrias de papel e aço). As análises do CIGRE/CIREN JWG 4.110 concluíram que o “tempo de imunidade do processo” (PIT) é um importante indicador para projetar eficientemente o processo do consumidor de modo a minimizar os desligamentos de processos por causa dos afundamentos de tensão [2]. O grupo CIGRE/CIREN JWG 4.110 propôs um fluxo para prever a probabilidade de falha de um equipamento durante um evento de afundamento de tensão [31].

A figura 2-4 [5] [35] mostra os requisitos de imunidade máxima e mínima do processo para eventos de afundamentos de tensão na instalação do consumidor. Trata-se da Curva SEMI 47 usada em Indústrias de semicondutores, a mesma apresentada na figura 2-1.

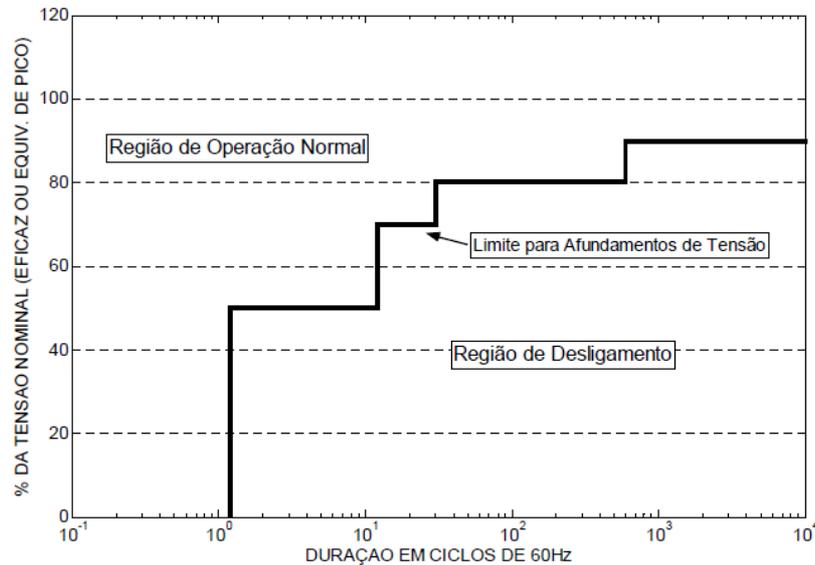


Figura 2-4 - Seleção de requisitos de imunidade de processo [5] [35]

Quando um consumidor escolhe a menor imunidade de processo para sua instalação, então ele provavelmente não será capaz de proteger seu processo de um número significativo de eventos de afundamentos de tensão. Ao contrário, quando ele escolhe a imunidade de processo mais elevada, significa que ele terá que investir mais dinheiro para os dispositivos de processos em sua instalação de modo a torná-la mais imune a diferentes eventos de afundamentos de tensão. Essa escolha depende da vulnerabilidade da instalação do consumidor aos afundamentos de tensão e das consequências financeiras associadas e devem ser quantificados através de um estudo de viabilidade econômica [31].

#### 2.2.6 Custos associados a Afundamentos de Tensão

Um evento de afundamento de tensão de apenas alguns ciclos ou segundos pode representar perdas referentes a horas de interrupção para a indústria, com consequentes prejuízos financeiros devidos às perdas de produção, mão de obra e insumos.

A Tabela 2-1 apresenta alguns custos típicos em US\$/kW de demanda associados a uma interrupção momentânea de apenas 1 minuto no setor industrial [5] [35].

Tabela 2-1 – Custos típicos de uma interrupção no setor industrial [US\$/kW] [5] [35].

<b>Setor Industrial</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Automobilística	5,0	7,5
Borracha e Plásticos	3,0	4,5
Têxtil	2,0	4,0
Petroquímica	3,0	5,0
Metalúrgica	2,0	4,0
Vidros	4,0	6,0
Mineração	2,0	4,0
Processamento de alimentos	3,0	5,0
Farmacêutica	5,0	50,0
Eletrônica	8,0	12,0
Fabricação de semicondutores	20,0	60,0

A Tabela 2-2 apresenta os custos típicos em US\$/kW de demanda associados a uma interrupção momentânea de 1 minuto no setor de serviços e comércio [5] [35].

Tabela 2-2 - Custos de interrupção no setor de serviços e comércio [US\$/kW] [5] [35].

<b>Setor de Serviços</b>	<b>Mínimo</b>	<b>Máximo</b>
Comunicação e processamento de informações.	1,0	10,0
Hospitais, bancos e serviços públicos.	2,0	3,0
Restaurantes, bares e hotéis.	0,5	1,0
Lojas comerciais	0,1	0,5

As estimativas de custos das perdas associadas a eventos de variação de tensão de curta duração são muito elevadas, particularmente no setor industrial. Associadas aos demais fenômenos de QEE, somam cifras da ordem dos bilhões de dólares anualmente [35]. Por isso

é muito importante o conhecimento da frequência e das características predominantes desses eventos nas redes de distribuição através de medições e/ou simulações. A busca por soluções para mitigações das interrupções de processos deve analisar a sensibilidade dos dispositivos e proteções, e adequar os projetos ao comportamento dos sistemas elétricos [5].

### 2.2.7 Propagação do Afundamento de Tensão

Quando ocorre um curto-circuito, os consumidores localizados em vários pontos da rede (no mesmo nível de tensão ou diferente) podem experimentar afundamentos de tensão de características diferentes. Tal fenômeno é chamado “propagação de afundamento de tensão”. O afundamento geralmente é menos severo em pontos distantes eletricamente do local da falta. A característica do afundamento de tensão pode mudar significativamente quando a falta ocorre na média ou na alta tensão e seu impacto é medido em níveis de tensão inferiores. A propagação do evento de afundamento de tensão depende da configuração da rede elétrica, das conexões dos transformadores intermediários, e do tipo de aterramento da rede. Conforme o grupo de trabalho C4.110 do CIGRE/CIRED [36], os afundamentos de tensão podem ser classificados em três tipos principais conforme as faltas causadoras [31]:

- Tipo 1 (falta desequilibrada): curto-circuito monofásico afetando a tensão da fase em falta. É o tipo de falta mais comum na rede elétrica;
- Tipo 2 (falta desequilibrada): curto-circuito bifásico afetando as tensões das duas fases em falta;
- Tipo 3 (falta equilibrada): falta trifásica afetando as tensões das três fases. É o tipo mais severo de afundamento de tensão e tem o maior impacto sobre os consumidores. Pode se propagar através do transformador sem muita mudança em sua magnitude e natureza.

Um afundamento de tensão originado na alta tensão se propaga espontaneamente para os níveis de tensão inferiores, sem muita atenuação. Todavia, quando o afundamento de tensão ocorre na rede de baixa tensão, afeta principalmente os consumidores situados nesse nível de tensão, e não se propaga muito para os níveis de tensão superiores [31].

### 2.2.8 Área de Vulnerabilidade

O conceito de área de vulnerabilidade foi desenvolvido para avaliar a probabilidade de uma carga específica estar sujeita a afundamentos de tensão de uma determinada amplitude. Sua obtenção é baseada na simulação de programas de cálculo de curto-circuito onde é

realizada a excursão do ponto de falta ao longo de todas as linhas e barramentos do sistema. Estabelecendo-se um valor de tensão limite para um determinado barramento do qual se deseja conhecer a área de vulnerabilidade, esta corresponde à região na qual a ocorrência de curtos-circuitos causa afundamentos de tensão abaixo do valor de tensão estabelecido.

A Figura 2-5 [37] ilustra a área onde a ocorrência de faltas no sistema elétrico afetará a carga no nó  $k$ . A ilustração identifica duas regiões com intensidades diferentes de afundamentos de tensão, ou seja:  $V \leq 0,9$  p.u. e  $V \leq 0,7$  p.u.

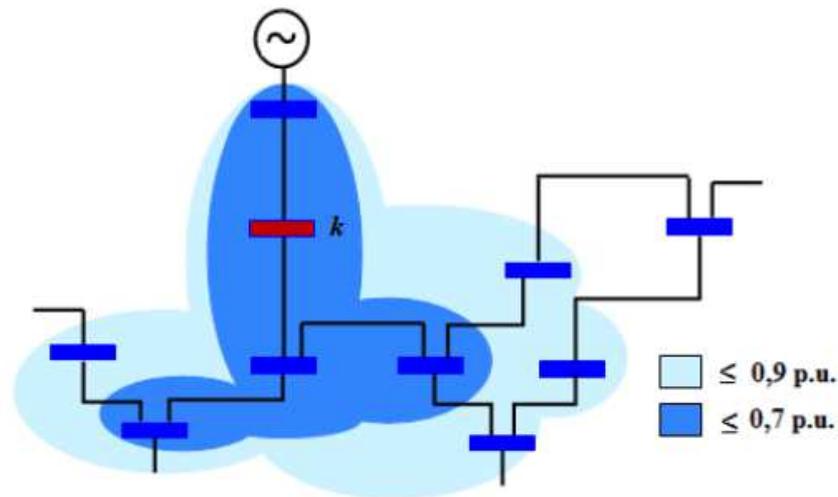


Figura 2-5 - Área de vulnerabilidade para o nó  $k$  de um sistema elétrico [37]

A área de vulnerabilidade é utilizada para se identificar a região do sistema elétrico na qual a ocorrência de curto-circuito pode afetar a carga numa determinada barra. Essa região consiste de nós e segmentos de linha onde a ocorrência de curtos-circuitos leva a afundamentos de tensão no nó genérico  $k$ . A análise considera ainda o tipo de curto-circuito e o resultado é função da extensão em quilômetros de linhas de transmissão e/ou distribuição presentes na área de vulnerabilidade. A determinação da área de vulnerabilidade é extremamente importante em simulação estocástica de VTCD. Em redes de distribuição, essa identificação minimiza bastante o tempo de simulação.

As áreas de vulnerabilidade MT e AT das subestações são usadas neste trabalho.

### 2.2.9 Variáveis de influência nos Parâmetros de AMT

Os Afundamentos de tensão nas barras das subestações, objeto desta pesquisa, são causados principalmente por curtos-circuitos nas redes de distribuição de média e alta tensão das distribuidoras de energia elétrica. Dessa forma, a característica dominante dos sistemas de

distribuição no Brasil, com linhas aéreas e longas extensões de alimentadores, agrava a frequência de ocorrência de AMT. Ademais, a sabida carência de manutenção voltada à adequação da proteção de uma maneira geral, limpeza de faixas, podas de árvores, e de novos investimentos para proteção, implantação de redes BT com cabo multiplex e redes MT com cabo protegido, instalação de novas subestações, etc. agrava os vetores anteriores.

O afundamento de tensão envolve diversos fatores que o influenciam. Devido à aleatoriedade de algumas variáveis, a análise deste distúrbio se torna complexa [2][37]. As principais variáveis de influência quanto à magnitude, duração e frequência de AMT são:

- Localização da falta;
- Tipo de falta;
- Taxas de falta de linhas de transmissão e distribuição;
- Impedância de falta;
- Tensão pré-falta;
- Conexão dos transformadores entre o ponto de falta e a carga;
- Desempenho do sistema de proteção;
- Sistemas de religamento.

#### 2.2.10 Indicadores segundo a NRS 048-2

A NRS 048-2[30] define categorias de afundamentos de tensão (Y, X1, X2, S, T, Z1 e Z2) em áreas retangulares de magnitude e duração, apontando diretrizes gerais sobre a ocorrência destas categorias de afundamentos e a possibilidade dos consumidores serem afetados, baseadas nas características da proteção dos sistemas elétricos e na compatibilidade de carga dos consumidores. As categorias são apresentadas na Tabela 2-3.

Tabela 2-3 - Quantificação dos afundamentos de tensão NRS 048-2 [30]

Mag. da Tensão Residual	Duração do Afundamento de Tensão		
	20ms - 150ms	150ms - 600ms	0,6s - 3s
90% - 85%	Y		Z1
85% - 80%			
80% - 70%			S
70% - 60%	X1		
60% - 40%	X2	T	Z2
< 40%			

Os tipos de AMT apontados na tabela da NRS 048-2 são assim discriminados[30]:

- Tipo Y – afundamentos esperados com frequência em sistemas típicos de média e alta tensão, para os quais as próprias unidades consumidoras devem assegurar suas devidas operações e ou proteções nesta faixa;
- Tipos X1 e X2 – afundamentos com durações típicas de atuação de proteção de sistemas de alta tensão em sistemas remotos com quantitativo significativo de eventos. Unidades consumidoras com equipamentos sensíveis devem buscar proteção para eventos notadamente na faixa X1;
- Tipo T – afundamentos ocasionados por faltas próximas à unidade consumidora afetada que não se espera ocorrer com grande frequência;
- Tipo S – afundamentos menos comuns que os dos tipos X e Y; curtos-circuitos em pontos remotos do sistema em situações onde são utilizados sistemas de proteção por impedância ou com lenta recuperação da tensão pós-evento;
- Tipos Z1 e Z2 – afundamentos muito incomuns em sistemas de alta tensão, podendo estar associados a deficiências no esquema de proteção, porém mais presentes na média tensão, com proteções de retaguarda ou térmicas.

#### 2.2.11 Indicador Fator de Impacto AP 082/15 ANEEL

O indicador Fator de Impacto para caracterizar os barramentos dos sistemas de distribuição, objeto da CP 018/2014 e AP 082/15 ANEEL, resulta da quantificação dos eventos agrupados em cada uma das regiões, pela expressão (1), [29].

$$FI = \frac{\sum_{i=A}^I (f_{ei} \cdot fp_i)}{FI_{BASE}} \quad (1)$$

onde:

- $FI$  é o fator de impacto de um determinado barramento com medição de VTCD por um período de 30 dias consecutivos;
- $f_{ei}$  é a frequência de ocorrência de eventos de VTCD para cada região de sensibilidade (de  $i = A$  até  $i = I$ ) durante o período de medição de 30 dias;
- $fp_i$  é o fator de ponderação para cada região de sensibilidade;
- $FI_{BASE}$  é o fator de impacto base, calculado considerando os fatores de ponderação e a frequência limite de ocorrência de VTCD para cada região de sensibilidade.

O indicador é calculado para o período de 30 dias consecutivos de medição, mas o período de medição pode ser maior que isto, desde que o indicador seja quantificado dentro do intervalo determinado. A proposta de medições por 30 dias visa responder com agilidade razoável ao cliente industrial reclamante de paradas de processos em função das VTCD [5].

A Abradee [38] manifestou assim sua oposição à proposta apresentada:

*“No que se refere à criação do indicador para o fenômeno da VTCD, não foi apresentada no âmbito da CP nº 18/2014 ou AP nº 82/2015, a forma de obtenção: das regiões de sensibilidade da tabela de estratificação dos eventos (Regiões A a F da Tabela 13 da minuta de Módulo 8 do PRODIST apresentada); dos fatores de ponderação (Tabela 14 da minuta de Módulo 8 do PRODIST); das frequências máximas dos eventos por região de sensibilidade que resultaram no FIBASE (Tabelas 15 e 16 do Relatório 4/8 FAU/UFU e Tabela 14 da minuta de Módulo 8 do PRODIST) e a metodologia para extrapolação do tempo observado pela norma Sul Africana para o período de 3 minutos (Tabela 13 da minuta de Módulo 8 do PRODIST apresentada)”.*

A Tabela 2-4 apresenta os Fatores de Ponderação a serem considerados para os eventos registrados em cada uma das regiões de sensibilidade, e o Fator de Impacto Base conforme o nível de tensão nominal do barramento medido e conforme referência [39]. Resulta do trabalho de Consultoria da UFU à ANEEL, Contrato 179/2013.

Tabela 2-4 – Fatores de Ponderação e de Impacto base AP 082/15 [39] [5]

Região de Sensibilidade	Fator de Ponderação (fp)	Fator de Impacto Base (FI <sub>BASE</sub> )	
		1,0 kV < V <sub>N</sub> < 69 kV	V <sub>N</sub> ≥ 69 kV
A	0,00	2,13	1,42
B	0,04		
C	0,07		
D	0,15		
E	0,25		
F	0,36		
G	0,07		
H	0,02		
I	0,04		

Segundo Carneiro [5], os fatores de ponderação apresentados na Tabela 2-4 estão relacionados com as relevâncias dos eventos nos sistemas de distribuição, nas unidades consumidoras e nas cargas atendidas. O fator de ponderação igual a 0,00, por exemplo, aplica-se a eventos cujas magnitudes de tensão residual e durações estão enquadradas na Região A, são frequentes em sistemas de distribuição, e não causam perturbações na operação da grande maioria das cargas. Já aos afundamentos de tensão situados na Região E aplica-se o fator de ponderação igual a 0,25, pois esses eventos causam falha na operação das cargas atendidas pelos sistemas de distribuição. Possuem baixa magnitude de tensão residual, e difícil possibilidade de mitigação por parte das próprias unidades consumidoras. A Região F tem o maior fator de ponderação, de 0,36. Ela abrange uma extensa área de sensibilidade com afundamentos de tensão de durações elevadas, possíveis interrupções temporárias e paradas de operação das cargas atendidas [5].

Os fatores de ponderação foram propostos conforme as regiões de sensibilidade da Curva ITIC e são relacionados à relevância dos eventos para o sistema elétrico e as unidades consumidoras; devem ser revisitados futuramente, para readequações. Poderão ser criados *clusters* de distribuidoras, de subestações ou conjuntos de modo similar aos indicadores de continuidade do fornecimento, com fatores diferenciados. Os fatores de impacto bases foram definidos como somatório dos produtos dos fatores de ponderação pelas frequências de ocorrência de eventos em cada região de sensibilidade, conforme a Tabela 2-5 [5] [39].

Tabela 2-5 – Limites da frequência de ocorrência por Região de Sensibilidade [5] [39].

Região de Sensibilidade	Frequência de ocorrência de eventos ( $f_e$ )	
	$1,0 \text{ kV} < V_N < 69 \text{ kV}$	$V_N \geq 69 \text{ kV}$
A	-	-
B	5	4
C	4	3
D	3	2
E	2	1
F	1	1
G	4	1
H	1	1
I	1	1

Conforme a metodologia proposta para obtenção do indicador de VTCD, o limite

estabelecido para o Fator de Impacto de cada barramento medido por um período contínuo de 30 dias é igual 1,0 pu. É desejável que o Fator de Impacto seja inferior a 1,0 para o pior mês do ano de cada barramento medido, no qual ocorre a maior quantidade de VTCD [5].

#### 2.2.12 Formas de Mitigação do Afundamento de Tensão

Para o propósito deste capítulo, vale citar algumas medidas para redução da incidência do fenômeno de afundamento de tensão, sobretudo levando em consideração os sistemas elétricos das concessionárias, pesquisados durante o trabalho de tese. São elas:

- Elevação da potência de curto-circuito da barra (reduz a magnitude)
- Limpeza de faixa dos alimentadores e poda de árvores
- Adequação da proteção
- Reposição dos condutores de neutro furtados
- Adequação dos aterramentos da Rede
- Instalação de condutores protegidos na Rede MT
- Instalação de cabos multiplex na Rede BT
- Instalação de cabos pára-raios em linhas de distribuição
- Controle de queimadas em geral, etc.

### 2.3 TIPOS DE INDICADORES PARA AS VTCD

Os indicadores para VTCD ainda não são uniformizados a nível mundial. A contribuição da Norma Sul-Africana NRS 048[30] é importante, mais pela distribuição e caracterização das células da tabela de afundamentos de tensão do que pelos valores apresentados como referência, que são particulares dos sistemas elétricos da África do Sul. De maneira geral, a caracterização mais completa dos indicadores de VTCD encontra-se na Norma IEEE 1564 - Guide for Voltage Sag Indices[28]. A Norma IEEE 1564 [28] apresenta os Indicadores de VTCD para eventos simples, para uma barra ou para todo o sistema. Os indicadores e variáveis são: tensão eficaz em função do tempo, tensão residual e duração do evento, Energia do afundamento ou da elevação de tensão, Severidade do afundamento/elevação de tensão e tensão característica. Para ilustrar, o Anexo D traz a resenha dos indicadores nos livros de Paola Verdi, *Power Quality Indices in Liberalized Markets* [40] e de Angelo Baggini, *Handbook of Power Quality* [41], além da NRS 048 [30].

Os indicadores da IEEE 1564 e livros são detalhados nos anexos desta tese.

## 2.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O presente capítulo apresentou os conceitos fundamentais de afundamentos de tensão por diversas fontes, mostrando os conceitos e definições, as causas, efeitos e particularidades, as dificuldades relacionadas aos AMT e as fontes de índices, a saber: IEEE 1564, NRS 048-2 e a norma europeia EN 50160. As sensibilidades dos dispositivos aos AMT são mostradas conceituando os diversos tipos de dispositivos e as curvas de tolerância de tensão, como a SEMI 47, ITIC e CBEMA.

Foram apresentados os custos típicos para 1 minuto de interrupção por kW de potência para interrupções associadas aos afundamentos de tensão nos setores industrial, comercial e de serviços. Conceituou-se a propagação dos afundamentos de tensão, a área de vulnerabilidade, as variáveis de influência para AMT, e foi feita menção às fontes de indicadores tais como a norma sul-africana NRS 048-2, e dois livros. Foram descritos os conceitos relacionados ao Fator de Impacto, tal como proposto na Consulta Pública da ANEEL bem como os limites propostos de frequência de ocorrência por região.

É de enorme interesse que haja uma norma internacional que regule e atue na obtenção de índices de afundamentos de tensão. A Norma IEEE 1564 possui um imenso valor teórico, pois tenta singularizar termos que têm diversos nomes, como, por exemplo, conceituar como magnitude do evento a tensão remanescente. Em muitos artigos ainda é usual que haja confusão quando se trata de magnitude, pois alguns autores a usam como o valor **para o qual** a tensão abaixou, outros preferem a magnitude como o valor **de quanto** abaixou a tensão.

Alguns índices ainda são meio obscuros e não muito aceitos no mundo prático, como por exemplo, a energia do afundamento e a severidade. Mas a Norma IEEE 1564[28] é clara e deixa como proposta o cálculo e a obtenção destes índices, não recomendando que todos os índices sejam usados, mas que a partir do momento em que um destes índices descritos no guia for escolhido como parâmetro, que este seja calculado como descreve a norma.

### 3 ANÁLISE MULTIVARIADA

#### 3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

As aplicações relacionadas com Análise Multivariada e Afundamento de Tensão descritas na seção 1.4.1 mostram a efetividade da Análise Multivariada na solução de problemas reais da distribuição de energia elétrica, que é o objetivo deste trabalho de tese.

Segundo Rencher [42], a Análise Multivariada consiste em uma coleção de métodos que podem ser usados quando diversas medições são feitas em cada indivíduo ou objeto em uma ou mais amostras. Refere-se às medições como variáveis e aos indivíduos ou objetos como *unidades* (unidades de pesquisa, unidades amostrais ou unidades experimentais) ou *observações*. Na prática, conjuntos de dados multivariados são comuns, embora não sejam sempre analisados como tal. Mas o uso exclusivo de procedimentos univariados com tais dados não é desculpável, haja vista a disponibilidade de técnicas multivariadas e recursos computacionais de baixo custo para realizá-los [42].

Segundo Johnson e Wichern [43], a pesquisa científica é um processo de aprendizagem interativo. Para explicação de um fenômeno físico ou social, os objetivos devem ser especificados e em seguida testados por meio da coleta e análise de dados. Por outro lado a análise de dados obtidos por experimentos ou observação sugerirá usualmente uma explicação modificada do fenômeno. Através desse processo de aprendizagem interativa, variáveis são frequentemente adicionadas ou excluídas do estudo. A complexidade da maioria dos fenômenos requer um pesquisador para coletar observações de muitas variáveis distintas.

A necessidade de entender os relacionamentos entre muitas variáveis torna a análise multivariada um assunto naturalmente difícil. Frequentemente a mente humana é sobrecarregada pela enorme quantidade de dados. Obter técnicas estatísticas multivariadas para fazer inferências requer mais cálculos matemáticos do que na definição univariada. Muitos métodos multivariados se baseiam em um modelo de probabilidade subjacente conhecido como distribuição normal multivariada. Outros métodos são justificados pela lógica ou argumentos de bom senso. Independente de sua origem, as técnicas multivariadas devem ser, invariavelmente, implementadas em computador.

A análise multivariada é como uma mistura. É difícil estabelecer um esquema de classificação para as técnicas multivariadas que seja ao mesmo tempo amplamente aceito e possua técnicas reconhecidamente adequadas. Uma classificação distingue técnicas concebidas para estudar relações interdependentes de outras concebidas para estudar relações

dependentes. Outra classifica as técnicas conforme o número de populações e o número de conjuntos de variáveis em estudo. A escolha dos métodos e os tipos de análises empregadas são amplamente determinados pelos objetivos da investigação.

Segundo Rencher [42] ordinariamente as variáveis são medidas simultaneamente em cada unidade de amostragem. Essas variáveis são tipicamente correlacionadas. Se não fosse assim, haveria pouco uso para muitas das técnicas de análise multivariada. Portanto, a meta de muitas abordagens multivariadas é *simplificação*. Procuramos expressar o que está ocorrendo em termos de um conjunto reduzido de dimensões. Essas técnicas multivariadas são *exploratórias*; essencialmente elas geram hipóteses, em vez de testá-las [42]. O trabalho usará as técnicas com objetivo de redução de dados e agrupamento. Os objetivos das investigações científicas nas quais os métodos multivariados mais se adaptam incluem os seguintes: [43]

1. *Redução de dados ou simplificação estrutural*. O fenômeno em estudo é representado tão simples quanto possível sem sacrificar informação relevante. Deseja-se que isto simplifique a interpretação dos resultados.
2. *Ordenação e Agrupamento*. Grupos de objetos “similares” ou variáveis são criados, baseado em características medidas. Alternativamente, regras para classificação dos objetos em grupos bem definidos podem ser requeridas.
3. *Investigação da dependência entre variáveis*. Importa conhecer a natureza da relação entre as variáveis. São todas as variáveis mutuamente independentes ou uma ou mais variáveis são dependentes das outras? Se sim, como?
4. *Predição*. Os relacionamentos entre as variáveis devem ser determinados com o propósito de prever os valores de uma ou mais variáveis com base na observação sobre outras variáveis. Isto é citado em muitas publicações.
5. *Construção e Teste de Hipóteses*. Testar as Hipóteses estatísticas específicas, formuladas em termos dos parâmetros de populações multivariadas. Isto pode ser feito para validar premissas ou para reforçar convicções anteriores.

Esta breve introdução sobre análise multivariada é certamente enriquecida com o parecer de Marriott[44] segundo o qual: “*Se os resultados não concordam com a comunidade científica, não admitem uma interpretação lógica simples, e não aparecem claramente em uma apresentação gráfica, eles estão provavelmente errados. Não há nenhuma mágica sobre métodos numéricos, mas muitas maneiras pelas quais eles podem dar errado. Constituem uma ajuda valiosa para a interpretação dos dados, não como máquinas de salsicha transformando automaticamente corpos de números em pacotes de fatos científicos*”[44].

Segundo Rencher [42] se o nosso objetivo for um teste de hipóteses formais, precisamos de uma técnica que (1) permita testar diversas variáveis e ainda preservar o nível de significância e (2) fazer isto para qualquer estrutura de intercorrelação das variáveis. Muitos desses testes são disponíveis. No contexto da Análise Multivariada, destaca-se a Análise de Componentes Principais com uma extensa gama de aplicações. Sua utilidade está na redução de dimensionalidade de vetores de entradas ou de saídas em determinados equacionamentos.

### 3.2 APLICAÇÕES DAS TÉCNICAS MULTIVARIADAS

Segundo Rencher [42], alguns autores advertem contra a aplicação das técnicas de análise multivariada comuns aos dados para o qual a escala de medição não é intervalar ou de razão. Verificou-se, no entanto, que muitas técnicas de análise multivariada dão resultados confiáveis quando aplicadas a dados ordinal. Por muitos anos as aplicações foram prejudicadas pela limitação dos cálculos ao poder das calculadoras disponíveis. No entanto, com os computadores modernos, virtualmente qualquer análise que se deseja, não importa quantas variáveis ou observações estejam envolvidas, pode ser rápida e facilmente realizada. Talvez não seja prematuro afirmar que a análise multivariada atingiu sua maturidade [42].

Nos últimos anos, tem crescido muito o número de publicações com aplicação de métodos multivariados. Portanto, é difícil cobrir em poucas palavras a variedade de aplicações desses métodos no mundo real. Para dar uma ideia da utilidade das técnicas multivariadas, seguem breves descrições de resultados de estudos, organizadas por Johnson e Wichern [43] de acordo com as categorias de objetivos descritos no item anterior.

Alguns exemplos poderiam ser colocados em mais de uma categoria.

#### *Redução de Dados ou Simplificação*

- Usando dados de diversas variáveis relacionadas às respostas à radioterapia de pacientes com câncer, construir uma medida simples de resposta à radioterapia.
- Registros de muitas nações foram usados para desenvolver um índice de desempenho para atletas de ambos os sexos.
- Dados de diversas variáveis relativas ao rendimento e teor de proteína foram usados para criar um índice de seleção de pais de gerações subsequentes de plantas de feijão melhoradas.
- Uma matriz de semelhanças táticas foi desenvolvida a partir de dados agregados de mediadores profissionais. A partir desta matriz foi determinado o número de dimensões pelas quais os mediadores profissionais julgam.

### *Ordenação e Agrupamento*

- Dados de diversas variáveis relacionadas ao uso de computadores foram empregados para criar conjuntos de categorias de jogos de computador que permitam melhoras nas utilizações existentes ou planejadas de computador.
- Medições de diversas variáveis psicológicas foram usadas para desenvolver um procedimento de triagem que diferencie alcoólicos de não alcoólicos.
- Dados relativos a respostas a estímulos visuais foram usados para desenvolver uma regra de separação entre pessoas sofrendo de patologia visual causada por esclerose múltipla e pessoas sadias.
- A Receita Federal dos Estados Unidos usa dados coletados de pagamentos de impostos para sortear pagadores de impostos em dois grupos: aqueles que serão auditados e aqueles que não serão.

### *Investigação da dependência entre variáveis*

- Dados de diversas variáveis foram usados para identificar fatores responsáveis pelo sucesso na contratação de consultores externos pelos clientes.
- Medições de variáveis relacionadas à inovação e variáveis relacionadas ao ambiente de negócios e organização profissional, foram usadas para descobrir por que algumas empresas são inovadoras de produtos e outras não.
- Medições de características de fibra de celulose e medições subsequentes de características do papel produzido por ela são usadas para examinar as relações entre as propriedades da fibra de celulose e as propriedades do papel resultante. A meta é identificar as fibras que resultam em papel de maior qualidade.
- As associações entre medidas de propensão a assumir riscos e medidas de características socioeconômicas de executivos de negócios de alto nível foram usadas para avaliar a relação entre comportamento de risco e desempenho.

### *Predição*

- As associações entre resultados de testes, diversas variáveis de desempenho no Colegial, e diversas variáveis de desempenho na Faculdade, foram usadas para desenvolver preditores de sucesso na Faculdade.

- Dados de diversas variáveis relacionadas à distribuição de tamanhos de sedimentos foram usados para desenvolver regras para a previsão de ambientes deposicionais distintos.
- Medições de diversas variáveis contábeis e financeiras foram usadas para desenvolver um método de identificação de seguradoras de propriedade potencialmente insolventes.
- Experimentos de cDNA microarray são cada vez mais utilizados para estudar as variações moleculares entre tumores de câncer. Uma classificação confiável de tumores é essencial para o sucesso no diagnóstico e tratamento de câncer.

### *Teste de Hipóteses*

- Diversas variáveis associadas à poluição foram medidas para determinar se os níveis em uma extensa área metropolitana eram mais ou menos constantes ao longo da semana ou se havia diferença expressiva entre dias e finais de semana.
- Dados experimentais de diversas variáveis foram usados para ver se a natureza das instruções faz alguma diferença em riscos percebidos, como quantificado nos resultados das avaliações.
- Dados de diversas variáveis foram usados para investigar as diferenças na estrutura de trabalho dos Americanos para identificar a ajuda para uma de duas teorias sociológicas competindo.
- Dados de diversas variáveis foram usados para determinar se diferentes tipos de empresas em países recém-industrializados exibiram padrões distintos de inovação [43].

As descrições anteriores dão uma visão rápida do uso de métodos multivariados em áreas amplamente diversas de aplicação. A presente tese acrescenta uma nova aplicação.

### 3.3 MÉTODOS DE AGRUPAMENTO HIERÁRQUICO

As técnicas de agrupamento hierárquico têm origem em uma série de fusões ou divisões sucessivas. Os *métodos hierárquicos aglomerativos* iniciam com os objetos individuais, formando inicialmente um número de clusters igual ao de objetos. Os objetos com maior similaridade são agrupados primeiro e fundidos conforme as suas similaridades. Com a redução da similaridade, os subgrupos formam um conjunto único.

Os *métodos hierárquicos de divisão* atuam na direção oposta. Um grupo inicial de objetos é dividido em dois subgrupos de tal forma que objetos em um subgrupo estejam “distantes” dos objetos no outro. Estes subgrupos são em seguida divididos em subgrupos diferentes; o processo continua até que haja tantos subgrupos quantos objetos – isto é, até que cada objeto forme um grupo. Os *métodos de ligação* são adequados para formar conjuntos de itens e de variáveis. Isto não é verdade para todos os procedimentos hierárquicos aglomerativos. *Ligação Única* ou *Simples* considera a mínima distância ou o vizinho mais próximo; *ligação média* considera a distância média; *ligação completa* considera a máxima distância ou o vizinho mais distante [43].

As etapas no algoritmo de agrupamento hierárquico aglomerativo para agrupamento de  $N$  objetos (itens ou variáveis) são descritas a seguir [43]:

- Iniciar com  $N$  conjuntos, cada qual contendo uma simples entidade e uma matriz simétrica  $N \times N$  de distâncias (ou similaridades)  $\mathbf{D} = \{d_{ik}\}$ .
- Procurar a matriz distância para o par de clusters mais próximo (mais similar). A distância entre os conjuntos mais similares  $U$  e  $V$  será  $d_{UV}$ .
- Fundir os clusters  $U$  e  $V$ . Nomear o recém-formado cluster ( $UV$ ). Atualize as entradas na matriz distância (a) apagando as linhas e colunas correspondentes aos clusters  $U$  e  $V$  e (b) adicionando uma linha e coluna fornecendo as distâncias entre o conjunto ( $UV$ ) e os conjuntos remanescentes.
- Repetir as etapas 2 e 3  $N - 1$  vezes. (Todos os objetos estarão em um conjunto *simples* após o término do algoritmo). Gravar a identidade dos conjuntos que são fundidos e os níveis (distâncias ou similaridades) nas quais as fusões ocorrem.

A análise Multivariada resolve problemas com muitas variáveis, por isso os recursos computacionais são necessários. Alguns softwares disponíveis para a formação de conjuntos são: SAS, STATISTICA, SPSS, e o Minitab 17 Statistical Software, usado neste trabalho.

### 3.3.1 Ligação Única ou Simples

As entradas para o algoritmo de ligação única podem ser as distâncias ou as similaridades entre pares de objetos. Os Grupos são formados das entidades individuais através da fusão entre vizinhos mais próximos, onde o termo *vizinho mais próximo* denota a menor distância ou máxima similaridade. Inicialmente, precisamos encontrar a menor

distância em  $\mathbf{D} = \{d_{ik}\}$  e fundir os objetos correspondentes, a saber,  $U$  e  $V$ , para obter o conjunto  $(UV)$ . As distâncias entre  $(UV)$  e qualquer outro agrupamento  $W$  são calculadas por:

$$d_{(U\ V)W} = \min \{d_{UW}, d_{VW}\} \quad (16)$$

Aqui as quantidades  $d_{UW}$  e  $d_{VW}$  são as distâncias entre os vizinhos mais próximos dos conjuntos  $U$  e  $W$  e conjuntos  $V$  e  $W$ , respectivamente.

Os resultados do agrupamento de ligação única podem ser apresentados graficamente na forma de um *dendograma* ou diagrama de árvore.

### 3.3.2 Ligação Completa

O agrupamento de ligação Completa procede de maneira semelhante aos agrupamentos de ligação Simples, com uma importante exceção: Em cada estágio, a distância (similaridade) entre conjuntos é determinada pela distância (similaridade) entre dois elementos, um de cada conjunto, que são *mais distantes*. Portanto, a ligação completa assegura que todos no conjunto estão dentro de uma distância máxima (ou mínima similaridade) um do outro.

Novamente, o algoritmo de agrupamento geral inicia encontrando a mínima entrada em  $\mathbf{D} = \{d_{ik}\}$  e fundindo os objetos correspondentes, como  $U$  e  $V$ , para obter o conjunto  $(UV)$ . As distâncias entre  $(UV)$  e qualquer outro conjunto  $W$  são computadas por:

$$d_{(U\ V)W} = \max \{d_{UW}, d_{VW}\} \quad (17)$$

Aqui as quantidades  $d_{UW}$  e  $d_{VW}$  são as distâncias entre os membros mais distantes dos conjuntos  $U$  e  $W$  e conjuntos  $V$  e  $W$ , respectivamente.

### 3.3.3 Ligação Média

A Ligação Média trata a distância entre dois conjuntos como a distância média entre todos os pares de itens onde um membro do par pertence a cada conjunto.

Novamente, as entradas para o algoritmo de ligação média podem ser as distâncias ou similaridades, e o método pode ser usado para agrupar objetos ou variáveis. O algoritmo de ligação média inicia pela procura da matriz distância  $\mathbf{D} = \{d_{ik}\}$  para obter os objetos mais próximos (mais semelhantes) - por exemplo,  $U$  e  $V$ . Estes objetos são fundidos para formar o conjunto  $(UV)$ . As distâncias entre  $(UV)$  e qualquer outro conjunto  $W$  são computadas por:

$$d_{(U\ V)W} = \frac{\sum_i \sum_k d_{ik}}{N_{(UV)} N_W} \quad (18)$$

Onde  $d_{ik}$  é a distância entre o objeto  $i$  no conjunto  $(UV)$  e o objeto  $k$  no conjunto  $W$ , e  $N_{(UV)}$  e  $N_W$  são os números de itens nos conjuntos  $(UV)$  e  $W$  respectivamente.

### 3.3.4 Método Hierárquico de Clusterização de Ward

O método Ward usa procedimentos hierárquicos de agrupamento para minimizar a perda de informação na junção de dois grupos. Este método é executado considerando a perda de informação como um aumento no erro obtido pelo critério da soma dos quadrados,  $ESS_i$ .

Combinando todos os conjuntos em um simples grupo de  $N$  itens,  $ESS_i$  é dado por [43]:

$$ESS_i = \sum_{j=1}^{n_i} (X_{ij} - \bar{X}_i)'(X_{ij} - \bar{X}_i) \quad (19)$$

Onde  $\bar{X}_i$  é a média dos itens e  $X_{ij}$  é a medida multivariada unida ao  $i$ ésimo item. Um dendograma pode ser usado para apresentar os resultados do método Ward; é um diagrama bidimensional que ilustra as fusões ou divisões feitas em níveis sucessivos. Os valores de  $ESS_i$  nos quais as fusões ocorrem são mostrados no eixo vertical.

O método Ward é baseado na noção de que os conjuntos de observações multivariadas devem estar em forma aproximadamente elíptica. É um precursor hierárquico dos métodos de agrupamento não hierárquicos que aperfeiçoam alguns critérios para separação de dados em um *determinado* número de grupos elípticos [43].

## 3.4 COMENTÁRIOS SOBRE PROCEDIMENTOS HIERÁRQUICOS

Existem muitos procedimentos de agrupamento hierárquico aglomerativo além de ligação simples, ligação completa e ligação média. Todavia, todos os procedimentos aglomerativos seguem um mesmo algoritmo básico.

Assim como na maioria dos métodos de agrupamento, fontes de erro e variação não são formalmente consideradas nos procedimentos hierárquicos. Isto significa que o método de agrupamento será sensível aos discrepantes, ou “pontos de ruído”.

Em agrupamento hierárquico, não há espaço para realocação de objetos que possam ter sido “incorretamente” agrupados em um estágio anterior. Consequentemente, a configuração final dos conjuntos deve ser sempre cuidadosamente examinada para ver se é sensata.

Para um problema particular, é uma boa ideia tentar diversos métodos de agrupamento e, dentro de um dado método, dois modos diferentes de atribuir distâncias (similaridades). Se os resultados dos vários métodos forem razoavelmente consistentes, talvez um caso de agrupamentos “natural” pode ser avançado.

A *estabilidade* da solução hierárquica pode ser verificada aplicando o algoritmo de agrupamento antes e depois da inserção de *pequenos* erros (perturbações) aos dados. Se os grupos são bem identificados, os agrupamentos antes e depois devem concordar.

Valores comuns (laços) na similaridade ou na matriz de distâncias podem produzir soluções distintas para um problema de agrupamento hierárquico; os dendogramas correspondentes aos diferentes tratamentos das similaridades (distâncias) podem ser diferentes, particularmente nos níveis inferiores. Isto não é um problema inerente a algum método, antes soluções múltiplas ocorrem para certos tipos de dados, o que não é necessariamente ruim. O usuário deve saber da sua existência de modo que os agrupamentos (dendogramas) possam ser bem interpretados e os diferentes agrupamentos comparados para identificar sua superposição [43].

### 3.5 MÉTODOS NÃO HIERÁRQUICOS DE AGRUPAMENTO

Segundo Johnson [43], as Técnicas de agrupamentos não hierárquicos são projetadas para agrupar *itens*, ao invés de *variáveis*, em uma coleção de  $K$  conjuntos. O número de conjuntos,  $K$ , pode ser especificado de antemão ou determinado como parte do procedimento de agrupamento. Uma vez que a matriz de distâncias (similaridades) não precisa ser determinada, e os dados básicos não precisam ser armazenados durante o processamento computacional, os métodos não hierárquicos podem ser aplicados para conjuntos de dados muito maiores do que podem as técnicas hierárquicas.

Os métodos não hierárquicos iniciam seja por (1) uma partição inicial de itens em grupos ou (2) um conjunto inicial de pontos de sementes que formarão os núcleos dos agrupamentos. Boas escolhas para configurações iniciais devem ser livres de vieses evidentes. Uma forma de começar é selecionar aleatoriamente os pontos sementes entre os itens ou separar aleatoriamente os itens em grupos iniciais.

#### 3.5.1 O Método K-means

O método K-means é um dos mais populares procedimentos não hierárquicos; descreve um algoritmo que atribui cada item para o conjunto que possui a média mais próxima.

Em sua versão mais simples, o processo é composto das três etapas seguintes:

1. Os itens formam inicialmente  $K$  clusters;
2. Através dos itens, identificar um item para o conjunto cuja média seja a mais próxima. Usar a distância Euclidiana com observações padronizadas ou não padronizadas para computar a Distância. Recalcular a média para o conjunto que recebe o novo item e para o conjunto que perde o novo item;
3. Repetir o Passo 2 até o final dos remanejamentos.

Ao invés de iniciar com a partilha de todos os itens em  $k$  grupos preliminares na etapa 1, pode-se especificar  $k$  médias iniciais e dirigir-se ao passo 2. A alocação final de itens para os conjuntos será de alguma forma dependente da partilha inicial. A experiência sugere que a maioria das grandes mudanças nas ccessões ocorre na 1ª etapa de realocação.

Para verificar a estabilidade do agrupamento, é desejável reprocessar o algoritmo com uma nova distribuição inicial. Uma vez que os conjuntos são determinados, a lista de itens é rearranjada intuitivamente de forma que os do 1º conjunto apareçam primeiro, os do 2º conjunto em seguida, e assim por diante. Uma tabela das médias (*cluster centroids*) e variâncias dentro do *cluster* ajuda a distinguir as diferenças entre os grupos [43].

### 3.5.2 Comentários sobre Procedimentos Não Hierárquicos

Segundo Johnson e Wichern [43], existem fortes argumentos para não fixar o número de conjuntos  $K$  à priori, entre os quais se destacam:

- Se dois ou mais pontos sementes inadvertidamente caem em um simples conjunto, os conjuntos resultantes serão pouco diferenciados.
- A existência de um “*outlier*” deve produzir ao menos um grupo com itens muito dispersos.
- Mesmo que a população seja conhecida para formar os  $K$  grupos, o método de amostragem deve ser tal que dados do grupo mais raro não apareçam na amostra. Forçar os dados para  $K$  grupos conduziria a conjuntos sem sentido.

Em casos nos quais um simples processamento do algoritmo leve o usuário a especificar  $K$ , é sempre uma boa ideia reprocessar o algoritmo com diversas escolhas [43].

## 3.6 ANÁLISE DE COMPONENTES PRINCIPAIS

### 3.6.1 Introdução

A Análise de Componentes Principais (PCA) é uma técnica estatística multivariada criada por Hotelling (1933)[45] e que se dedica à explicação da estrutura de variância-covariância existente em um conjunto de dados, utilizando-se combinações lineares das variáveis originais. Segundo Johnson e Wichern (2007)[43] e Rencher (2002)[42] seus objetivos principais são redução da dimensionalidade e interpretação de dados. A Análise de Componentes Principais é uma das ferramentas mais amplamente utilizadas para resumir padrões comuns de variação entre variáveis. Se  $p$  componentes reproduzem a variabilidade total do sistema, frequentemente um pequeno número  $k$  ( $k \ll p$ ) dos componentes principais

explica a maior parte dessa variabilidade, e contém quase a totalidade das informações das  $p$  variáveis originais. Os  $k$  componentes principais substituem as  $p$  variáveis originais reduzindo o conjunto de dados original, com  $n$  medidas em  $p$  variáveis, para um novo conjunto com  $n$  medidas em  $k$  componentes principais. A análise de componentes principais frequentemente revela relacionamentos que não eram pressupostos, permitindo interpretações inovadoras [43].

### 3.6.2 Componentes Principais Populacionais

O método PCA é algebricamente uma combinação linear de  $p$  variáveis aleatórias  $X_1, X_2, \dots, X_p$ , representando geometricamente a seleção de um novo sistema de coordenadas obtidas a partir da rotação do sistema original. As direções com máxima variabilidade são representadas pelos novos eixos, que fornecem uma descrição simplificada da estrutura de covariância. Os componentes principais não são correlacionados.

Os componentes principais dependem somente da matriz de variância-covariância  $\Sigma$  ou da matriz de correlação  $\rho$  das variáveis  $X_1, X_2, \dots, X_p$  e seu desenvolvimento não requer o pressuposto de normalidade multivariada. Por outro lado, os componentes principais derivados de uma população normal multivariada conduzem a interpretações úteis em termos de elipsóides de densidade constante. Adicionalmente, inferências podem ser feitas a partir de componentes amostrais quando a população é multivariada normal [43].

Considere que o vetor aleatório  $X^T = [X_1, X_2, \dots, X_p]$  possui a matriz de covariância  $\Sigma$  com autovalores  $\lambda_1 \geq \lambda_2 \geq \dots \geq \lambda_p \geq 0$ . Observe as combinações lineares na equação (20) [43]:

$$\begin{aligned} Y_1 &= \ell_1^T X = \ell_{11}X_1 + \ell_{21}X_2 + \dots + \ell_{p1}X_p \\ Y_2 &= \ell_2^T X = \ell_{12}X_1 + \ell_{22}X_2 + \dots + \ell_{p2}X_p \\ &\vdots \\ Y_p &= \ell_p^T X = \ell_{1p}X_1 + \ell_{2p}X_2 + \dots + \ell_{pp}X_p \end{aligned} \quad (20)$$

É possível deduzir, a partir das combinações lineares anteriores, as expressões (21):

$$\begin{aligned} \text{Var}(Y_i) &= \ell_i^T \Sigma \ell_i \quad i = 1, 2, \dots, p \\ \text{Cov}(Y_i, Y_k) &= \ell_i^T \Sigma \ell_k \quad i, k = 1, 2, \dots, p \end{aligned} \quad (21)$$

Os componentes principais serão, portanto, todas as combinações lineares não correlacionadas  $Y_1, Y_2, \dots, Y_p$  cujas variâncias em (24) sejam tão grandes quanto possível.

O primeiro componente principal ( $PC_1$ ), pela definição de Johnson e Wichern [43], é a combinação linear que possuir a máxima variância, isto é, aquela combinação que maximizar a variância, de acordo com a equação (21).

Parece evidente que a expressão  $Var(Y_i) = \ell_i^T \Sigma \ell_i$  pode ser aumentada pela multiplicação de qualquer  $\ell_i$  por uma constante. Para eliminar esta indeterminação, convém restringir os vetores coeficientes ao comprimento unitário. Podem-se escrever as definições do primeiro e segundo componente principais,  $PC_1$  e  $PC_2$ , como funções objetivo com restrições.

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar} \quad Var(\ell_1^T X) \\ & \text{Sujeito a:} \quad \ell_1^T \ell_1 = 1 \end{aligned} \tag{22}$$

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar} \quad Var(\ell_2^T X) \\ & \text{Sujeito a:} \quad \ell_2^T \ell_2 = 1 \\ & \quad \quad \quad Cov(\ell_1^T X, \ell_2^T X) = 0 \end{aligned} \tag{23}$$

As soluções dos sistemas (22) e (23) conduzem, respectivamente, ao valor do primeiro e do segundo componentes principais,  $PC_1$  e  $PC_2$ .

Assim, o  $i$ -ésimo componente principal será a combinação linear  $\ell_i^T X$  que for a solução da expressão (24) a seguir:

$$\begin{aligned} & \text{Maximizar} \quad Var(\ell_i^T X) \\ & \text{Sujeito a} \quad \ell_i^T \ell_i = 1 \\ & \quad \quad \quad Cov(\ell_i^T X, \ell_k^T X) = 0, \text{ para } k < i \end{aligned} \tag{24}$$

Às vezes é útil escrever a combinação linear na forma de Scores dos componentes principais. Assim, sendo  $x_{pn}$  uma variável aleatória,  $\bar{x}_p$  a  $p$  ésima média de resposta,  $\sqrt{s_{pp}}$  o desvio padrão da resposta,  $p$  a resposta,  $[Z]$  a matriz de dados padronizada ( $np$ ),  $n$  o número de observações em cada resposta e  $[E]$  a matriz de autovetores do conjunto multivariado, resulta em (25) [43]:

$$PC_{score} = [Z] \cdot [E] \tag{25}$$

### 3.6.3 Interpretação Geométrica da PCA

Conforme descrevem Gabrielsson et al. [46], a PCA corresponde a um ajuste por mínimos quadrados de uma linha reta ( $N=1$ ) ou um plano/hiperplano  $N$ -dimensional para os dados em um espaço  $K$ -dimensional de componentes principais.

No caso apresentado pela figura 3-1 [46], os dados são centrados na média, e três variáveis originais são descritas por apenas dois componentes principais. O objeto é projetado no plano matemático descrito pelos componentes, e o valor do escore em cada componente é obtido através da determinação das distâncias entre a origem e o objeto projetado. Os autovetores, também chamados de “Carregamentos”, representam os coeficientes da direção do plano ajustado. A distância para o modelo é a perpendicular entre o objeto e o plano.

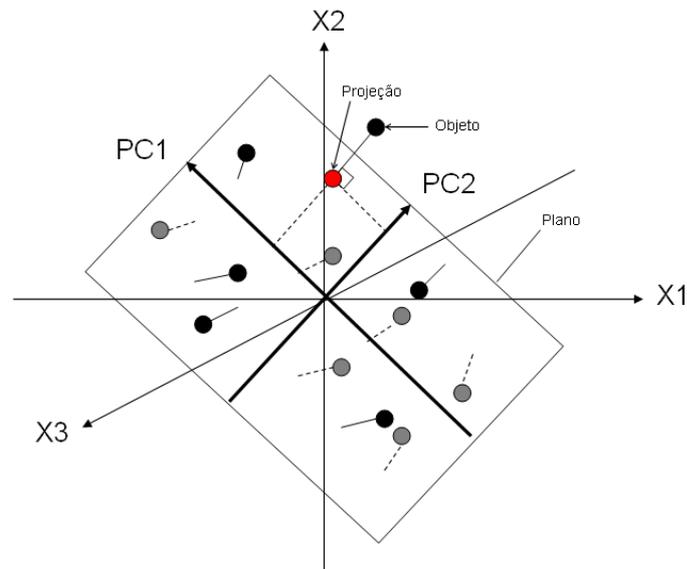


Figura 3-1 - Interpretação geométrica da PCA. Adaptado de Gabrielsson et al.[46]

Outra forma de interpretar geometricamente os componentes principais é através da decomposição espectral da matriz de variância-covariância  $\Sigma$  ou da matriz de correlação  $\rho$ . Por definição, de acordo com o disposto em Johnson e Wichern [43], a decomposição espectral de uma matriz simétrica  $\mathbf{A}$  ( $k \times k$ ) é dada por (26):

$$\mathbf{A} = \lambda_1 \mathbf{e}_1 \mathbf{e}_1^T + \lambda_2 \mathbf{e}_2 \mathbf{e}_2^T + \dots + \lambda_k \mathbf{e}_k \mathbf{e}_k^T \quad (26)$$

Onde  $\lambda_i$  são os autovalores de  $\mathbf{A}$  e  $\mathbf{e}_i$ , seus respectivos autovetores normalizados.

De acordo com Johnson e Wichern [43], o produto interno de dois vetores pode ser encontrado considerando-se seu comprimento e o ângulo formado entre eles, tal que:

$$L_x = \sqrt{x^T x} \quad (27)$$

$$\cos \theta = \frac{x^T y}{\sqrt{x^T x} \sqrt{y^T y}} \quad (28)$$

Assim, tem-se que:

$$e_i^T e_i = 1, \quad i = 1, 2, \dots, k \quad \text{e} \quad e_i^T e_j = 0, \quad i \neq j \quad (29)$$

Supondo que  $k = 2$  pode-se escrever que:

$$x^T A x = a_{11} x_1^2 + a_{22} x_2^2 + 2a_{12} x_1 x_2 = c^2 \quad (30)$$

E, aplicando-se a decomposição espectral como descrito anteriormente, tem-se:

$$x^T A x = \lambda_1 (x^T e_1)^2 + \lambda_2 (x^T e_2)^2 \quad (31)$$

Quando  $A$  é uma matriz positiva e definida, os autovalores são maiores que zero e  $c^2$  é uma elipse cujos eixos são  $y_1 = (x^T e_1)$  e  $y_2 = (x^T e_2)$ , tal que  $c^2 = \lambda_1 (y_1)^2 + \lambda_2 (y_2)^2$ . É fácil se verificar que  $x = c \lambda_1^{-1/2} (e_1)$  satisfaz  $x^T A x = \lambda_1 (c \lambda_1^{-1/2} e_1^T e_1)^2 = c^2$ , e que  $x = c \lambda_2^{-1/2} (e_2)$  fornece a apropriada distância na direção de  $(e_2)$ .

Portanto, os pontos que caem a uma distância  $c$  em uma elipse cujos eixos são dados pelos autovetores de  $A$  com comprimento proporcional ao inverso da raiz quadrada dos autovalores, tal como mostra a figura 3-2 [43].

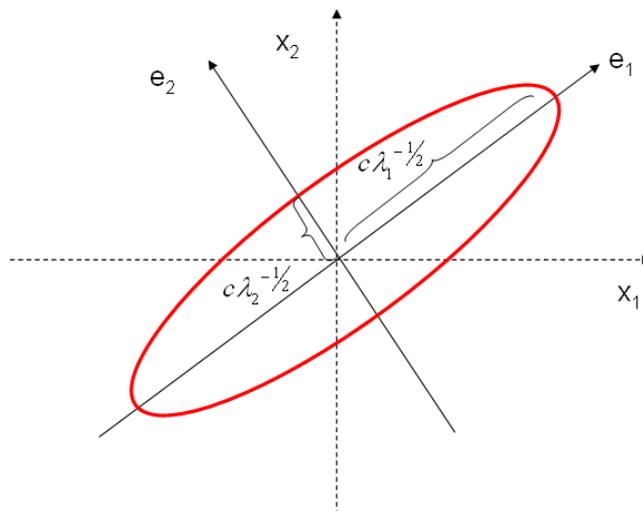


Figura 3-2 - Interpretação geométrica da PCA. Adaptado de Johnson [43].

### 3.7 ANÁLISE DE VARIÂNCIA

No caso do planejamento de experimentos, para se testar se a mudança de níveis de um fator ou interação é significativa emprega-se um teste de hipótese para média. Este teste é a Análise de Variância (ANOVA)[47].

Quando dois níveis de um fator geram respostas médias estatisticamente iguais, assume-se que o fator não influencia a resposta de interesse. Quando se detecta uma diferença significativa, o fator é importante. Para um fator vale escrever o seguinte modelo estatístico:

$$y_{ij} = \mu + \tau_i + \varepsilon_{ij} \quad (32)$$

Onde:

$i = 1, 2, \dots, a; \quad j = 1, 2, \dots, n$

$y_{ij}$  = é a  $ij$ -ésima observação;

$\mu$  é uma constante para todas as observações (média geral);

$\tau_i$  é o efeito do  $i$ -ésimo tratamento;

$\varepsilon_{ij}$  é o erro aleatório (erros de medida, fatores não controláveis, diferenças entre as unidades experimentais, etc.).

A estatística de teste utilizada na ANOVA para verificar a igualdade entre as médias baseia-se na relação existente entre a variação dentro de um tratamento (*Within*) e a variação entre tratamentos (*Between*)[47]. A variação dentro provém dos repetidos ensaios executados em cada tratamento. Calculando-se a média das réplicas, obtém-se a média dentro do tratamento. Quanto mais as réplicas diferirem desta média, maior será a variação dentro deste tratamento. Dividindo-se a variação *Entre* pela variação *Dentro* obtém-se a estatística de teste  $F$ , que comparada com um valor de  $F$  crítico, definido segundo o nível de significância e o número de graus de liberdade da variação dentro, possibilita a aceitação ou rejeição da hipótese nula de igualdade entre as médias dos níveis dos fatores.

Sempre que se faz uma inferência sobre uma população a partir de dados amostrais corre-se o risco de se cometer algum tipo de erro. Hipótese é tão somente uma afirmação que se deseja testar, tendo como fonte de provas os dados provenientes da amostra. De acordo com Montgomery[47], existem dois tipos de erro mutuamente exclusivos que podem ser cometidos em um teste de hipóteses. O primeiro é o Erro Tipo I, que é rejeitar a hipótese nula quando ela é verdadeira. A probabilidade de se cometer este tipo de erro é  $\alpha$ , denominado nível de significância do teste. O segundo é o Erro Tipo II, que consiste em se aceitar a hipótese nula quando ela for falsa. A probabilidade de se cometer este tipo de erro é  $\beta$ .

A probabilidade de se aceitar a hipótese nula quando ela é verdadeira é  $1-\alpha$ , e é denominada nível de confiança do teste. A probabilidade de se rejeitar a hipótese nula quando ela for falsa é  $1-\beta$ , e é chamada de Poder do Teste[47].

Com a amostra se calcula a estatística de teste; comparada ao valor crítico determinado por  $\alpha$ , conduz à aceitação ou rejeição da hipótese nula. Ao conjunto de todos os valores da estatística de teste que levam à rejeição da hipótese nula dá-se o nome de Região Crítica.

Para se avaliar a significância do efeito dos níveis de um tratamento A, bem como de um tratamento B, faz-se necessário testar a hipótese da igualdade entre as respostas médias obtidas com os níveis dos dois fatores. É importante se determinar se existe interação entre os dois tratamentos. As hipóteses necessárias neste caso estão representadas na tabela 3-1[47].

Tabela 3-1 - Hipóteses presentes em uma ANOVA para dois fatores.

Hipóteses	Efeitos Principais	Interações
Hipótese Nula ( $H_0$ )	$H_0: A_1 = A_2$	$H_0: AB_{ij} = 0$
Hipótese Alternativa ( $H_1$ )	$H_1: A_1 \neq A_2$	$H_1: AB_{ij} \neq 0$

Para os dois tratamentos, a aceitação de  $H_0$  significa que os efeitos na resposta obtidos com os dois níveis dos fatores A e B são iguais; a hipótese alternativa é que os tratamentos são diferentes. Na interação, a aceitação de  $H_0$  indica que a interação não é significativa.

Para se calcular os elementos de uma ANOVA para dois fatores, o Fator A com  $a$  níveis, e o Fator B, com  $b$  níveis, para  $n$  réplicas, pode-se empregar as fórmulas da Tabela 3-2[47].

Tabela 3-2 - Fórmulas para Análise de Variância em dois níveis.

Soma de cada linha ( $Y_{sl}$ )	$\sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}$	Média de cada linha ( $\bar{Y}_l$ )	$\frac{1}{bn} \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}$
Soma de cada coluna ( $Y_{sc}$ )	$\sum_{i=1}^a \sum_{k=1}^n y_{ijk}$	Média de cada coluna ( $\bar{Y}_c$ )	$\frac{1}{an} \sum_{i=1}^a \sum_{k=1}^n y_{ijk}$
Soma dentro de cada célula ( $Y_{scel}$ )	$\sum_{k=1}^n y_{ijk}$	Média de cada célula ( $\bar{Y}_{cel}$ )	$\frac{1}{n} \sum_{k=1}^n y_{ijk}$
Soma Geral ( $Y_{st}$ )	$\sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}$	Média Geral ( $\bar{Y}_t$ )	$\frac{1}{abn} \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}$

Com estes somatórios, pode-se escrever a soma de quadrados total ( $SS_T$ ) como:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n (y_{ijk} - \bar{y}_i)^2 &= \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n [(\bar{y}_i - \bar{y}_i) + (\bar{y}_c - \bar{y}_i) + (\bar{y}_{cel} - \bar{y}_i - \bar{y}_c - \bar{y}_i) + (y_{ijk} - \bar{y}_i)]^2 \\ &= bn \sum_{i=1}^a (\bar{y}_i - \bar{y}_i)^2 + an \sum_{j=1}^b (\bar{y}_c - \bar{y}_i)^2 + n \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b (\bar{y}_{cel} - \bar{y}_i - \bar{y}_c - \bar{y}_i) + \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n (y_{ijk} - \bar{y}_c)^2 \end{aligned} \quad (33)$$

Dessa maneira, a Soma de Quadrados Total do arranjo pode ser dividida em somas de quadrados devido aos tratamentos de linha (Fator A)  $SS_A$ , aos tratamentos de coluna (Fator B)  $SS_B$ ; a soma de quadrados devido à interação entre A e B,  $SS_{AB}$  e a soma de quadrados devido ao erro experimental  $SS_E$ . Desse modo, pode-se escrever que:

$$SS_T = SS_A + SS_B + SS_{AB} + SS_E \quad (34)$$

As equações das somas de quadrados podem ainda ser escritas como:

$$SS_T = \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}^2 - \frac{y_{st}^2}{abn} \quad (35)$$

$$SS_A = \frac{1}{bn} \sum_{i=1}^a y_{st}^2 - \frac{y_{st}^2}{abn} \quad (36)$$

$$SS_B = \frac{1}{an} \sum_{j=1}^b y_{sc}^2 - \frac{y_{st}^2}{abn} \quad (37)$$

Estas equações podem ser resumidas na Tabela 3-3 - Tabela de ANOVA[43].

Tabela 3-3 - Tabela de ANOVA

Fonte de Variação	Soma de Quadrados	Graus de Liberdade	Média Quadrática	Fo
Fator A	$SS_A$	$a-1$	$MS_A = \frac{SS_A}{a-1}$	$F_0 = \frac{MS_A}{MS_E}$
Fator B	$SS_B$	$b-1$	$MS_B = \frac{SS_B}{b-1}$	$F_0 = \frac{MS_B}{MS_E}$
Interação AB	$SS_{AB}$	$(a-1)(b-1)$	$MS_{AB} = \frac{SS_{AB}}{(a-1)(b-1)}$	$F_0 = \frac{MS_{AB}}{MS_E}$
Erro	$SS_E$	$ab(n-1)$	$MS_E = \frac{SS_E}{ab(n-1)}$	
Total	$SS_T$	$abn-1$		

Para se obter uma simplificação da soma de quadrados referentes à interação é aconselhável calcular-se primeiramente a soma de quadrados parciais, tal que:

$$SS_p = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b y_{scel}^2 - \frac{y_{st}^2}{abn} \quad (38)$$

Em seguida, subtrai-se  $SS_A$  e  $SS_B$  de  $SS_p$ , de modo que:

$$SS_{AB} = SS_p - (SS_A + SS_B) \quad (39)$$

Assim, pode-se encontrar a parcela de variação devido ao erro, tal que:

$$SS_E = SS_T - SS_{AB} - SS_A - SS_B \quad (40)$$

O quadrado médio é o quociente entre a soma de quadrados e os graus de liberdade associados a cada fonte de variação. Fo representa a estatística de teste para a análise de dois grupos de dados.

## 4 METODOLOGIA DE FORMAÇÃO DE CONJUNTOS DE SUBESTAÇÕES

### 4.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A metodologia proposta usa o Método Hierárquico de Agrupamento baseado em Scores de Componentes Principais para formar Conjuntos de subestações com características de semelhança para afundamentos de tensão tendo em vista sua regulamentação no Brasil.

O método de ligação usado é o Ward com a Distância Euclidiana. A partir de um extenso conjunto de variáveis com alto grau de redundância de informações, são identificados Scores de um pequeno número de componentes principais – PC. Os PC, sem redundância e não correlacionados, possuem a quase totalidade das informações das variáveis originais.

A partir dos Scores de componentes principais são formados os Conjuntos de subestações com características técnicas de semelhança para afundamentos de tensão, com propósito regulatório. Os resultados são submetidos à análise crítica do engenheiro sênior.

### 4.2 PASSOS DA METODOLOGIA PROPOSTA

A ACP apresenta duas vantagens sobre outras técnicas. A primeira é a capacidade de gerar variáveis de saída para os modelos de regressão que sejam independentes. É interessante lembrar que esta independência é obtida utilizando-se a relação de dependência representada pelas correlações. Por definição,  $Cov(Y_i, Y_k) = e_i^T \Sigma e_k = 0 \quad i \neq k$ , ou seja, os componentes principais não têm correlação entre si.

A segunda vantagem da ACP é a possibilidade de gerar uma função representativa do conjunto de respostas. Uma prática muito comum na otimização múltipla é buscar uma função singular que condense todas as funções objetivo. É justamente isto que a ACP faz. O primeiro componente principal é a combinação linear das respostas originais que tem máxima variância e que não mantém correlação com outros componentes. Quando um único componente principal não é suficiente para representar uma grande parte da variação do conjunto original, outros componentes menores devem ser usados.

Os passos da metodologia proposta são resumidamente descritos abaixo.

1. Conjunto de Dados Original – Formar um conjunto de dados de diversas subestações, consistindo de um amplo número de variáveis e contendo informações relevantes de qualidade da energia e características técnicas de projeto das subestações. As variáveis devem ser associadas a afundamentos de tensão, como: extensão dos alimentadores, taxas

de falta da AT e MT, áreas de vulnerabilidade da AT e MT, números de afundamentos de tensão obtidos de medições e simulações, montantes de compensação reativa instalados nas barras das subestações e alimentadores, etc.. Remontando à teoria, lembre-se que as matrizes do conjunto de dados original são descritas pelas combinações lineares da expressão (41), onde as variáveis  $Y_1, Y_2, Y_3$ , etc, correspondem, p.ex., ao número de eventos de afundamentos de tensão esperados por ano, por barra de subestação, no caso um conjunto de 17 subestações de distribuição, obtidos através das simulações de curto-circuito e  $X_1, X_2, X_3$ , etc, correspondem às variáveis descritas acima, em número de 32.

$$\begin{aligned}
 Y_1 &= \ell_1^T X = \ell_{11}X_1 + \ell_{21}X_2 + \dots + \ell_{p1}X_p \\
 Y_2 &= \ell_2^T X = \ell_{12}X_1 + \ell_{22}X_2 + \dots + \ell_{p2}X_p \\
 &\vdots \\
 Y_p &= \ell_p^T X = \ell_{1p}X_1 + \ell_{2p}X_2 + \dots + \ell_{pp}X_p
 \end{aligned} \tag{41}$$

2. Scores de Componentes Principais – Aplicar a Análise de Componentes Principais no Conjunto de Dados Original, guardando os Scores mais relevantes de Componentes Principais – PCS. Por vezes é útil escrever as combinações lineares na forma de escores dos componentes principais. Em muitas aplicações, a matriz de variáveis padronizadas está representada pelas  $p$  colunas das características estudadas, em cada uma das suas  $n$  observações. Na prática é mais comumente empregada a matriz transposta de  $Z$ . Para se encontrar uma expressão adequada a esta realidade que represente a mesma informação que  $Y_i = e_i^T Z$ ,  $i = 1, 2, \dots, p$ , utiliza-se a entidade estatística denominada de escore de componentes principais (PCk), que pode ser representada tal como a expressão (42).

$$PC_k = Z^T e = \begin{bmatrix} \left( \frac{x_{11} - \bar{x}_1}{\sqrt{s_{11}}} \right) & \left( \frac{x_{21} - \bar{x}_2}{\sqrt{s_{22}}} \right) & \dots & \left( \frac{x_{p1} - \bar{x}_p}{\sqrt{s_{pp}}} \right) \\ \left( \frac{x_{12} - \bar{x}_1}{\sqrt{s_{11}}} \right) & \left( \frac{x_{22} - \bar{x}_2}{\sqrt{s_{22}}} \right) & \dots & \left( \frac{x_{p2} - \bar{x}_p}{\sqrt{s_{pp}}} \right) \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \left( \frac{x_{1n} - \bar{x}_1}{\sqrt{s_{11}}} \right) & \left( \frac{x_{2n} - \bar{x}_2}{\sqrt{s_{22}}} \right) & \dots & \left( \frac{x_{pn} - \bar{x}_p}{\sqrt{s_{pp}}} \right) \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} e_{11} & e_{12} & \dots & e_{1p} \\ e_{21} & e_{22} & \dots & e_{2p} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ e_{p1} & e_{p2} & \dots & e_{pp} \end{bmatrix} \tag{42}$$

3. Conjuntos – A partir dos Scores de Componentes Principais, formar Conjuntos de subestações com características de semelhança para afundamentos de tensão; a resposta é o número esperado de eventos de AMT por ano, obtidos das simulações, TNE, ou MNE, obtido das medições, quando seu período de realização for

suficientemente extenso. Para um melhor entendimento desta etapa, o Dendograma ilustra a informação na forma de um diagrama de árvore. Por default, o nível de similaridade é medido no eixo vertical (alternativamente pode-se apresentar o nível de distância), e as diferentes observações são dispostas no eixo horizontal. O gráfico apresenta a maneira como os conjuntos foram formados, seja pela junção de duas observações individuais, ou compondo uma observação individual com um conjunto formado. Pode-se ver em que níveis de similaridade os conjuntos são formados e a composição dos conjuntos ao final. Para alguns conjuntos de dados, tais como média, *centroid*, e mediana, os métodos de ligação de Ward não produzem um dendograma hierárquico, significando que as distâncias nem sempre aumentam em cada etapa; eventualmente elas decrescem. A partição final dos conjuntos identifica grupos cujas observações possuem características comuns. Como a definição de um agrupamento útil depende da situação particular de cada um, deve-se especificar o critério para a partição final. Pode-se basear no número de conjuntos que se quer obter, ou no nível de similaridade desejado entre conjuntos, embora na prática se possa muito bem processar inicialmente a análise de conjuntos sem especificar a partição final, a fim de se decidir o que fazer. Caso prefira trabalhar com um número específico de conjuntos, deve-se especificar a partição final pelo número de clusters. Todavia, seria um erro não considerar também as mudanças nos níveis de similaridade. Uma queda brusca na similaridade ao adicionar um conjunto, requer especificar a partição final antes deste agrupamento. Caso se deseje conjuntos com específico nível de similaridade, deve-se usar o método de partição final pelo nível de similaridade. Todavia, alguma flexibilidade em seus requisitos de nível de similaridade pode ser um benefício. Deve-se observar na situação se os níveis de similaridade não mudam muito em uma gama de conjuntos, e para simplificar pode-se prosseguir com conjuntos menores[42].

4. *Membership* – Atribuir uma filiação específica (*membership*) para cada subestação de acordo com o grupo formado; cada subestação é agora parte de um Conjunto e é identificada pelo *membership* correspondente, como: 1,2,3,4 e 5, para 5 conjuntos. O conceito de *Cluster Centroid* complementa o entendimento desta etapa. O *centroid* é o centro do conjunto; é um vetor contendo um número para cada variável, em que cada número é a média da variável para as observações naquele conjunto. O *centroid* pode ser usado como uma medida de posição do conjunto. Para um dado conjunto, a distância média do *centroid* é a média das distâncias entre as observações e o *centroid*. A distância máxima do *centroid* é a máxima dessas distâncias[42].

5. Aplicar o método Análise de Variância *One-Way* ANOVA sobre o número total de eventos TNE e os *Memberships* e criar o Intervalo de Confiança 95% para TNE, resultando as principais variáveis relacionadas aos afundamentos de tensão, como: Número Total de Eventos (TNE), Números de Afundamentos resultantes de simulação e de medição na Média Tensão, Taxa de falta da Média Tensão, Áreas de Vulnerabilidade da AT e MT. A Análise de Variância (ANOVA) testa hipóteses que as médias de duas ou mais populações são iguais. A ANOVA avalia a importância de um ou mais fatores comparando as médias das variáveis de resposta em diferentes níveis de fatores. A hipótese nula estabelece que todas as médias das populações (médias dos níveis de fatores) são iguais, enquanto a hipótese alternativa estabelece que ao menos uma é diferente. Para processar a ANOVA é preciso ter uma variável de resposta contínua e ao menos um fator categórico com dois ou mais níveis. A ANOVA requer dados de populações normalmente distribuídas com variâncias bem próximas entre os níveis dos fatores. Por exemplo, no projeto de um experimento que se deseja pesquisar a durabilidade de quatro produtos experimentais para tapetes. Como se está examinando um fator (tipo de tapete) usa-se a ANOVA *one-way*. Se o *p-value* for inferior ao alfa, conclui-se que ao menos uma média de durabilidade é diferente. O nome “análise de variância” é baseado na maneira pela qual o procedimento usa as variâncias para determinar se as médias são diferentes. O procedimento compara a variância entre médias de grupos versus a variância dentro dos grupos como meio de determinar se todos os grupos são parte de uma grande população ou populações separadas com características diferentes. O Software Minitab possui diferentes tipos de ANOVA para permitir fatores adicionais, tipos de fatores, e diferentes projetos segundo as necessidades, conforme mostra a Tabela 4-1 a seguir[42].

Tabela 4-1 – Tipos de ANOVA por Modelo e Propriedades

Tipo de ANOVA	Modelo e Propriedades do Projeto
One-way	Um fator fixo (níveis ajustados pelo investigador) que pode ter diferente (desbalanceada) ou igual (balanceada) nº de observações por combinação.
Balanceada	O Modelo pode conter qualquer número de fatores fixos ou aleatórios (os níveis são selecionados aleatoriamente), mas requer projeto balanceado.
Modelo Geral Linear	Expande a ANOVA balanceada permitindo projetos desbalanceados e covariados (variáveis contínuas).

Para se avaliar a significância do efeito dos níveis de um tratamento A, bem como de um tratamento B, faz-se necessário testar a hipótese da igualdade entre as respostas médias obtidas com os níveis dos dois fatores. É importante se determinar também, se existe interação entre os dois tratamentos. As hipóteses necessárias estão representadas na tabela 4.2.

Tabela 4-2 - Hipóteses presentes em uma ANOVA para dois fatores [43].

Hipóteses	Efeitos Principais	Interações
Hipótese Nula ( $H_0$ )	$H_0: A_1 = A_2$	$H_0: AB_{ij} = 0$
Hipótese Alternativa ( $H_1$ )	$H_1: A_1 \neq A_2$	$H_1: AB_{ij} \neq 0$

Para os dois tratamentos, a aceitação de  $H_0$  significa que os efeitos na resposta obtidos com os dois níveis dos fatores A e B são iguais; a hipótese alternativa, que os tratamentos são diferentes. Na interação, a aceitação de  $H_0$  indica que a interação não é significativa.

6. Análise de regressão por PLS (*Partial least squares*)– PLS é uma técnica que reduz os preditores ao menor conjunto de componentes não correlacionados e realiza a regressão por mínimos quadrados nesses componentes, ao invés de nos dados originais. A técnica PLS é particularmente útil quando os preditores são fortemente colineares, ou quando se tem mais preditores que observações e a regressão ordinária por mínimos quadrados ou produz coeficientes com grandes erros padrão ou falha completamente. PLS é usada primariamente nas indústrias química, de medicamentos, de alimentos e de plástico. Uma aplicação comum é modelar o relacionamento entre medidas espectrais, que incluem muitas variáveis que são correlacionadas umas com as outras, e composição química ou outras propriedades físico-químicas. Em PLS, a ênfase está no desenvolvimento de modelos de predição. Por esta razão, PLS não é normalmente usada para variáveis que não sejam úteis para explicar a resposta. PLS pode calcular tantos componentes quantos preditores existam; frequentemente a validação cruzada é usada para identificar o menor número de componentes que conduzam à maior habilidade de predição. Se forem calculados todos os componentes possíveis, o modelo resultante é equivalente ao modelo que se obteria usando regressão por mínimos quadrados. Em PLS, os componentes são selecionados baseado em quanta variância eles explicam nos preditores e entre os preditores e as respostas. Se os preditores forem altamente correlacionados, ou se um menor número de componentes modela perfeitamente a resposta, então o número de componentes no modelo PLS pode ser bem menor que o número de preditores. Diferente da regressão por mínimos quadrados, PLS pode comportar variáveis com múltiplas respostas em

um simples modelo. Devido à PLS modelar as respostas em uma forma multivariada, os resultados podem diferir significativamente daqueles calculados para as respostas individualmente. Múltiplas respostas devem ser incluídas em um modelo único apenas se forem correlacionadas; senão, deve-se separar um modelo para cada resposta[42].

7. Submeter os resultados à análise crítica do engenheiro especialista, conhecedor do assunto e do sistema elétrico da distribuidora, para verificar se a classificação faz sentido; Normalmente, o analista sabe o suficiente sobre o problema em aplicações práticas para distinguir “bons” grupos de grupos “ruins” [43]. A lógica usada, p.ex. é que as subestações com os mesmos níveis de tensão primária e secundária em kV, mesmas capacidades de transformação em MVA, áreas de vulnerabilidade e extensões de alimentadores semelhantes, em km, devem formar “bons” conjuntos. Os resultados são Conjuntos de subestações semelhantes para afundamentos de tensão e proposições de parâmetros por intervalo de confiança 95% das principais variáveis para AMT.

#### 4.3 SELEÇÃO DOS ALGORITMOS DE CLUSTER E MEDIDAS DE LIGAÇÃO

Para avaliar a qualidade do método de agrupamento e para efeito de comparação entre método de ligação hierárquico e não hierárquico, sugere-se, neste trabalho, o uso da Análise de Variância desbalanceada Análise de Variância ANOVA One-Way empregando o conceito de “Mean Square Between” (MSB) e “Mean Square Within” (MSW) e a estatística de Fisher  $F_0$ , uma relação entre os dois termos [43], sendo calculados como na equação (43):

$$F_0 = \frac{MSB}{MSW} = \frac{\frac{1}{k-1} \left( \sum_{i=1}^a \frac{y_i^2}{n_i} - \frac{y_{..}^2}{N} \right)}{\frac{1}{N-1} \left( \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^n y_{ij}^2 - \frac{y_{..}^2}{N} \right) - \frac{1}{k-1} \left( \sum_{i=1}^a \frac{y_i^2}{n_i} - \frac{y_{..}^2}{N} \right)} \quad (43)$$

Onde  $y_{ij}$  é a resposta: ex.: o número total de eventos de AMT simulado/medido (TNE/MNE) de cada subestação  $j$  no  $i$ ésimo cluster  $k$ ;  $n_i$  é o número de observações tomadas no âmbito do cluster  $i$ , com  $i=1, 2, \dots, k$ .  $N$  é o número total de subestações, como  $N = \sum_{i=1}^a n_i$ .

Na equação  $(y_{..})$  representa o total das observações (p.ex. TNE/MNE) e  $(y_i)$  representa o total de observações sob o  $i$ ésimo cluster. Seguindo a estatística de Fisher[48], o melhor método de agrupamento será o que apresentar simultaneamente o maior valor de MSB e o menor valor de MSW, levando ao maior valor de  $F_0$ .

### 4.4 FORMAÇÃO DE CONJUNTOS DE SUBESTAÇÕES SEMELHANTES PARA AMT

O fluxograma da Figura 4-1 ilustra a aplicação da Metodologia proposta. A partir de um conjunto de variáveis das subestações pesquisadas, relacionadas aos afundamentos de tensão, são identificadas as variáveis redundantes, o número de componentes principais pelo critério de Kaiser [49](\*), a representatividade de cada componente principal no percentual de informações da matriz original, e os Scores dos componentes principais. O Dendrograma mostra o resultado da aplicação da metodologia, conjuntos de subestações com características de semelhança para afundamentos de tensão que serão depois submetidos à análise crítica.

(\*) O número mínimo de PC resulta da escolha de componentes com autovalor maior ou igual à unidade e a variância acumulada deve ser superior a 80% (no exemplo 97,9%): 7 PCs.

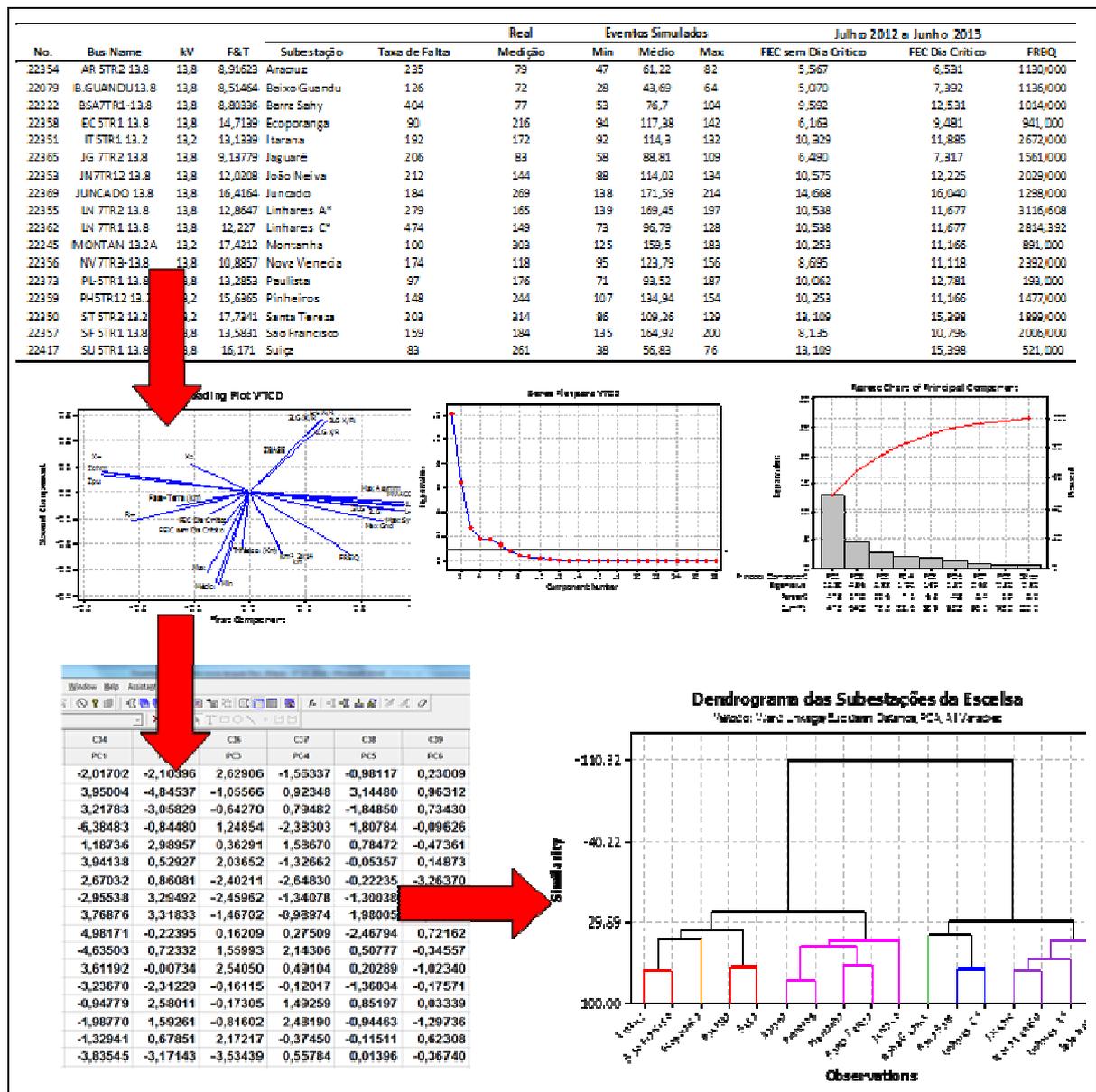


Figura 4-1 – Fluxograma para conjuntos de subestações semelhantes para AMT.

O fluxograma da Figura 4-2 ilustra a aplicação da ANOVA na definição de padrões de referência, expressos pelas 6 variáveis mais significativas para Afundamentos de Tensão, exemplo: a TNE. ANOVA é um teste que avalia se as médias de múltiplos grupos são iguais.

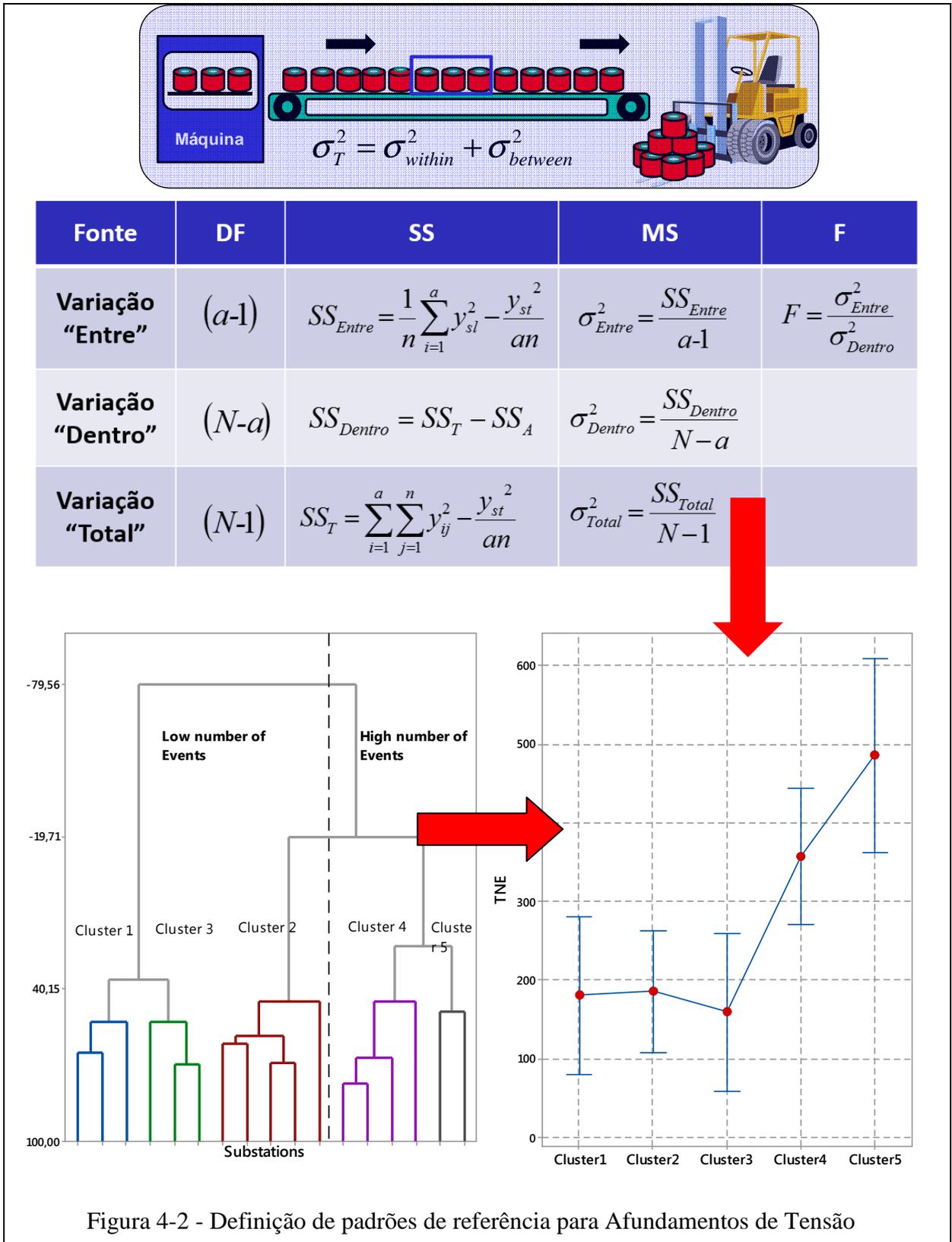


Figura 4-2 - Definição de padrões de referência para Afundamentos de Tensão

## 5 ESTUDO DE CASO DE UMA CONCESSIONÁRIA DE DISTRIBUIÇÃO

### 5.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Este capítulo apresenta a aplicação do método de formação de Conjuntos de subestações semelhantes para afundamentos de tensão em um sistema elétrico de uma distribuidora. O sistema elétrico pesquisado é constituído de 17 subestações de distribuição, 96 alimentadores e 25.769 km de linhas de distribuição na área de concessão da EDP Escelsa. Para a medição de VTCD foram utilizados 17 medidores de QEE da SEL [50], dispostos nas barras das subestações. A simulação de VTCD foi feita com o software Distriview, da Aspen [51].

O capítulo apresenta como resultados os conjuntos (“*Clusters*”) de subestações semelhantes para afundamentos de tensão formados a partir da Análise de Componentes Principais (PCA) e os parâmetros das principais variáveis de influência para afundamentos de tensão com a apresentação das suas médias e intervalos de confiança (CI) de 95%.

### 5.2 O SISTEMA ELÉTRICO PESQUISADO

A EDP Escelsa atende 70 dos 78 municípios do estado do Espírito Santo, uma área de 41.241 quilômetros quadrados, aproximadamente 90% do estado e 94% da população total, correspondente a 3,3 milhões de pessoas. O Sistema de Distribuição é composto de linhas de 138 kV, 69 kV e 34.5 kV, bem como de alimentadores em 13,8 kV. As linhas e alimentadores são constituídos de condutores nus, o que facilita a ocorrência de curtos-circuitos e descargas atmosféricas. Faltas nessas linhas e alimentadores causam mais afundamentos de tensão do que desligamentos aos consumidores finais. A pesquisa contemplou 17 subestações de distribuição da EDP Escelsa e foi realizada entre os anos 2010 a 2015 em um projeto de P&D.

A Tabela 5-1 mostra as extensões das linhas e alimentadores por níveis de tensão [48].

Tabela 5-1 - Extensão das linhas de distribuição [48].

Nível de Tensão	138 kV	69 kV	34.5 kV	13.8 kV
Extensão (km)	2125.5	1033	619	22750

### 5.3 TAXAS DE FALTAS E ESTATÍSTICAS

Para ampliar a descrição dos sistemas elétricos pesquisados e dar maiores detalhes dos curtos-circuitos que causam os afundamentos de tensão analisados, a Tabela 5-2 [48] mostra as estatísticas de faltas usadas nas simulações de curtos-circuitos. Para as linhas de

distribuição em 13,8 kV foi usada a Taxa de Falta da Média Tensão (MVFR), obtida pela soma das taxas de falta de curta e longa duração (maiores que 3 minutos) das estatísticas.

Os curtos-circuitos que causam os afundamentos de tensão são mostrados por níveis de tensão, tipos e percentuais de ocorrência. O tipo fase-terra é o que possui a maior incidência, e o trifásico a menor. As taxas de faltas crescem com a redução do nível de tensão, como visto.

Tabela 5-2 - Taxa de falta (por 100 km /ano) e percentual dos curtos-circuitos [48].

<b>Nível de Tensão</b>	<b>Taxa de Falta</b>	<b>1LG</b>	<b>2LG</b>	<b>LL</b>	<b>LLLG</b>
<b>138 kV</b>	2,33	75%	13%	10%	2%
<b>69 kV</b>	6,34	58%	25%	11%	6%
<b>34,5 kV</b>	43,13	70%	15%	10%	5%
<b>13,8 kV</b>	MVFR	78%	10%	9%	3%

Finalmente, as resistências de falta foram obtidas de referências [52]. Para os sistemas de transmissão e subtransmissão foi usada a distribuição Normal, com média de 5 ohm e desvio padrão de 1 Ohm. Para os circuitos de distribuição foi usada a distribuição uniforme entre zero e o valor máximo: 10 Ohms para faltas LLLG, 30 Ohms para faltas 2LG, 20 Ohms para faltas LL e 30 Ohms para faltas tipo 1LG.

#### 5.4 DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DA REDE DE MEDIÇÃO

A alocação dos monitores de qualidade da energia elétrica visando às medições de VTCD foi definida de forma determinística pela distribuidora envolvida no projeto.

Apesar de bibliografias apresentarem métodos para a alocação ótima dos monitores, no estudo em questão optou-se pela escolha dos pontos a serem monitorados com base no conhecimento dos especialistas da distribuidora, levando em conta a concentração de consumidores sensíveis a VTCD e características particulares dos sistemas em cada região.

A distribuição geográfica dos medidores nas regiões de abrangência da concessionária pode ser vista na imagem apresentada na Figura 5-1. Foram instalados 30 medidores em 26 subestações da EDP Escelsa e os dados foram obtidos remotamente e enviados mensalmente. Com o desenvolvimento do projeto de pesquisa, restaram apenas 17 subestações com 100% das medições em um ano, com 12 meses completos. Essas foram consideradas na pesquisa.



Figura 5-1 - Distribuição das subestações monitoradas da EDP Escelsa

## 5.5 AFUNDAMENTOS DE TENSÃO OBTIDOS EM MEDIÇÃO E SIMULAÇÃO

Os eventos registrados nos monitores de QEE foram transmitidos aos Grupos de Qualidade da Energia da EDP Escelsa e UNIFEI, responsáveis pela análise de distúrbios no Sistema de Distribuição pesquisado (138 kV e abaixo). Os monitores de qualidade da energia foram instalados nas barras dos secundários dos transformadores das subestações e as formas de onda de tensão foram salvas sempre que a tensão caiu abaixo de 90% da tensão nominal. Os valores eficazes foram calculados usando o algoritmo com janela de 1 ciclo.

Os afundamentos de tensão são caracterizados por sua magnitude, duração e frequência de ocorrência. A magnitude do afundamento é o menor valor da tensão eficaz fase-neutro; a duração do AMT é o período em que a tensão situou-se abaixo de 90% da tensão nominal na fase com a menor tensão (agregação de fases), conforme estabelece a Norma IEEE 1564[28]. A agregação de fases deve ser feita pelo critério de união de fases, para medição e simulação. Conforme Anexo B da tese, outras opções seriam por parâmetros críticos ou por fase crítica.

O período de medição foi de um ano completo (obtenção da variável MNE). A simulação de curtos-circuitos para obtenção da frequência esperada de afundamentos de tensão (variável TNE) foi realizada com 100 cenários, comumente denominados de 100 anos.

## 5.6 MATERIAIS – CONJUNTO DE 32 VARIÁVEIS, SOFTWARE E MONITORES.

Um Projeto de P&D foi realizado pela Concessionária de Distribuição EDP Escelsa juntamente com a Universidade Federal de Itajubá – UNIFEI. O objetivo foi a Proposição de Padrões de Referência para VTCD em Sistemas de Distribuição com medições e simulações.

O software e os monitores de QEE usados na pesquisa foram feitos pela Aspen[51] e pela SEL [50] respectivamente. As versões 9 e 10 do Software DistriView [51] foram usadas nesta pesquisa, de 2010 até 2015. Basicamente, o DistriView™ [51] é um software integrado baseado em PC para cálculos de quedas de tensão, curto-circuito, coordenação de proteção, harmônicos e confiabilidade em sistemas elétricos de concessionárias de energia. O software DistriView é projetado para redes com circuitos trifásicos, bifásicos e monofásicos, incluindo cargas desequilibradas e shunts. Interface com divisão Windows e navegador de dados [51].

Um conjunto de 32 variáveis, contendo características de Projeto e indicadores de qualidade da energia de um grupo de subestações, foi selecionado entre 46 variáveis originais resultantes da pesquisa para aplicação da metodologia de agrupamento de subestações.

A análise de Clusters é uma técnica mais primitiva na qual o Agrupamento é feito baseado em similaridades ou distâncias. Os dados de entrada requeridos pela metodologia de

formação de conjuntos são as medidas de similaridade ou dados dos quais as similaridades podem ser identificadas[43]. As variáveis selecionadas possuem os dados mencionados, a partir dos quais as similaridades serão identificadas, por isso foram escolhidas.

A variável TNE foi obtida por simulação de curtos-circuitos e representa o número anual de eventos de afundamento de tensão esperado em cada barra. Aspectos técnicos relevantes associados aos procedimentos de simulação de VTCD são apresentados nos anexos desta tese, juntamente com os resultados obtidos por barra de subestação e por sistema.

A variável MNE foi obtida por medição e representa o número de eventos de afundamento de tensão verificados na barra de média tensão da subestação em um ano. Aspectos técnicos relevantes associados aos procedimentos de medição de VTCD são apresentados no Anexo A, com alguns resultados ilustrativos por barra e sistema.

O modelo de Monitor de QEE usado nessa pesquisa foi o SEL 734[50]. Grava a tensão, afundamento, elevação, interrupção, monitora harmônicos até a 50ª ordem, captura formas de onda, mede flicker e grava eventos sequenciais. Excede a classe de precisão 0.2 S e possui medição de energia de quatro quadrantes completa para geração, intercâmbio, transmissão, distribuição ou aplicações industriais. Armazena dados de faturamento e qualidade da energia em arquivos separados com taxa de atualização de uma vez a cada três segundos [50].

As 32 variáveis mencionadas são mostradas nas tabelas 5-3 a 5-6 e seus significados são descritos na Lista de Abreviaturas e Siglas, no início desta tese.

Tabela 5-3 - Variáveis usadas em PCA e análise de *Clusters* (Parte I)

<b>SUBESTAÇÃO</b>	<b>HVFR*</b>	<b>TNE</b>	<b>NEMV</b>	<b>MVFR</b>	<b>MNE</b>	<b>LNE</b>	<b>ANE</b>	<b>UNE</b>
<b>Aracruz</b>	2,33	211	180	235	79	47	61	82
<b>Baixo Guandu</b>	2,33	132	106	126	72	28	44	64
<b>Barra Sahy</b>	2,33	197	175	404	77	53	77	104
<b>Ecoporanga</b>	2,33	199	163	90	216	94	117	142
<b>Itarana</b>	2,33	322	293	192	172	92	114	132
<b>Jaguaré</b>	2,33	250	214	206	83	58	89	109
<b>João Neiva</b>	2,33	426	395	212	144	88	114	134
<b>Juncado</b>	2,33	498	467	184	269	138	172	214
<b>Linhares A</b>	2,33	544	514	279	165	139	169	197
<b>Linhares C</b>	2,33	292	261	474	149	73	97	128
<b>Montanha</b>	2,33	113	78	100	303	125	160	183
<b>Nova Venécia</b>	2,33	51	14	174	118	95	124	156
<b>Paulista</b>	2,33	150	114	97	176	71	94	187
<b>Pinheiros</b>	2,33	315	280	148	244	107	135	154
<b>Santa Teresa</b>	2,33	290	260	203	314	86	109	129
<b>São Francisco</b>	2,33	164	129	159	184	135	165	200
<b>Suiça</b>	2,33	178	154	83	261	38	57	76

\* Constante não simulado.

Tabela 5-4 - Variáveis usadas em PCA e análise de *Clusters* (Parte II)

<b>SUBESTAÇÃO</b>	<b>FMVAr</b>	<b>SAIFI1</b>	<b>SAIFI2</b>	<b>STIFI</b>	<b>FL</b>	<b>AREA</b>	<b>EMVVA</b>	<b>EVAHV</b>
<b>Aracruz</b>	6,9	5,57	6,53	1130	365	555	76	1343
<b>Baixo Guandu</b>	5,7	5,07	7,39	1136	886	1080	84	1126
<b>Barra Sahy</b>	4,8	9,59	12,53	1014	165	255	43	952
<b>Ecoporanga</b>	4,5	6,16	9,48	941	1087	1500	181	1526
<b>Itarana</b>	12,0	10,33	11,89	2672	1685	1304	153	1249
<b>Jaguaré</b>	7,5	6,49	7,32	1561	863	1255	104	1525
<b>João Neiva</b>	6,6	10,58	12,23	2029	903	950	186	1353
<b>Juncado</b>	9,0	14,67	16,04	1298	625	749	254	1343
<b>Linhares A</b>	24,3	10,54	11,68	3117	1800	2057	184	1291
<b>Linhares C</b>	9,3	10,54	11,68	2814	323	538	55	1322
<b>Montanha</b>	6,9	10,25	11,17	891	853	1243	78	1511
<b>Nova Venécia</b>	10,5	8,69	11,12	2392	1893	1335	8	1604
<b>Paulista</b>	3,6	10,06	12,78	193	244	206	118	1539
<b>Pinheiros</b>	9,9	10,25	11,17	1477	1173	1307	189	1497
<b>Santa Teresa</b>	4,5	13,11	15,40	1899	1137	790	128	1291
<b>São Francisco</b>	9,0	8,14	10,80	2006	1442	977	81	1505
<b>Suiça</b>	1,2	13,11	15,40	521	537	231	185	1045

Tabela 5-5 - Variáveis usadas em PCA e análise de *Clusters* (Parte III)

<b>SUBESTAÇÃO</b>	<b>NEHV</b>	<b>3LG</b>	<b>2LG</b>	<b>1LG</b>	<b>L-L</b>	<b>MAXA</b>	<b>MAXS</b>	<b>MAXG</b>
<b>Aracruz</b>	31	3155	3513	3478	2732	5295	3513	3862
<b>Baixo Guandu</b>	26	6485	6578	6632	5616	11676	6632	6786
<b>Barra Sahy</b>	22	6377	6504	6564	5522	11430	6564	6761
<b>Ecoporanga</b>	36	1631	1839	1854	1412	2941	1854	2145
<b>Itarana</b>	29	5674	6281	6425	4914	10718	6425	7401
<b>Jaguaré</b>	36	7714	8469	8595	6681	14120	8595	9694
<b>João Neiva</b>	32	8798	7761	3737	7620	14895	8798	3737
<b>Juncado</b>	31	3151	4111	4034	2729	5769	4111	5584
<b>Linhares A</b>	30	7433	7643	7724	6437	13326	7724	8038
<b>Linhares C</b>	31	7536	8397	8736	6526	15037	8736	10390
<b>Montanha</b>	35	2293	2669	2718	1986	4364	2718	3334
<b>Nova Venécia</b>	37	6964	7299	7408	6031	12647	7408	7910
<b>Paulista</b>	36	2755	3020	3113	2386	5300	3113	3579
<b>Pinheiros</b>	35	4311	5076	5216	3734	8657	5216	6597
<b>Santa Teresa</b>	30	3827	4022	4046	3314	6850	4046	4290
<b>São Francisco</b>	35	3368	4204	4211	2917	6363	4211	5604
<b>Suiça</b>	24	2400	2456	2484	2078	4324	2484	2574

Tabela 5-6 - Variáveis usadas em PCA e análise de *Clusters* (Parte IV)

SUBESTAÇÃO	R+	X+	Xo	ZBASE	Zohm	Zpu	MVASC	BMVAr
<b>Aracruz</b>	0,46	2,48	1,84	1,90	2,52	1,32	75,5	2,4
<b>Baixo Guandu</b>	0,01	1,23	1,00	1,90	1,23	0,65	154,8	0,0
<b>Barra Sahy</b>	0,02	1,25	1,00	1,90	1,25	0,66	152,3	53,4
<b>Ecoporanga</b>	0,67	4,82	3,13	1,90	4,87	2,56	39,1	0,0
<b>Itarana</b>	0,10	1,34	0,87	1,74	1,34	0,77	129,7	7,2
<b>Jaguare</b>	0,10	1,03	0,72	1,90	1,04	0,54	184,0	3,0
<b>João Neiva</b>	0,04	0,90	4,58	1,90	0,90	0,47	211,4	26,7
<b>Juncado</b>	0,66	2,00	0,89	1,90	2,11	1,11	90,4	9,0
<b>Linhares A</b>	0,03	1,07	0,95	1,90	1,07	0,56	177,9	29,7
<b>Linhares C</b>	0,03	1,05	0,62	1,90	1,05	0,55	181,3	0,0
<b>Montanha</b>	0,39	3,29	1,77	1,74	3,31	1,90	52,6	2,4
<b>Nova Venécia</b>	0,05	1,00	0,94	1,90	1,00	0,53	190,2	53,4
<b>Paulista</b>	0,13	2,88	1,89	1,90	2,88	1,51	66,1	9,0
<b>Pinheiros</b>	0,14	1,76	0,85	1,74	1,77	1,01	98,7	26,7
<b>Santa Teresa</b>	0,13	1,98	1,67	1,74	1,98	1,14	87,8	0,0
<b>São Francisco</b>	0,42	2,00	0,96	1,90	2,04	1,07	93,2	1,2
<b>Suiça</b>	0,05	3,31	2,98	1,90	3,31	1,74	57,6	0,0

### 5.7 IDENTIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS REDUNDANTES, PCS E AUTOVETORES.

De modo a facilitar o entendimento da figura 5-2 com as variáveis redundantes para AMT, a Tabela 5-7 mostra os Componentes Principais e respectivos autovetores de um grupo de variáveis usadas neste estudo. Como exemplo, no plano formado por PC1 e PC2, primeiro e segundo componente, a variável STIFI possui as coordenadas (0.202, 0.193) que são os autovetores do primeiro e segundo componentes desta variável. A plotagem serve para mostrar o quão similares (correlacionadas) são as variáveis. Na verdade, duas variáveis semelhantes têm autovetores muito próximos em cada um dos seus componentes principais.

A Figura 5-2 mostra a plotagem dos Autovetores 1 e 2 para as variáveis relacionadas aos fundamentos de tensão. O gráfico ilustra a redundância das variáveis de entrada, pela plotagem dos autovetores relativos ao primeiro e segundo componentes principais.

Desta forma, uma vez que existem grupos de variáveis, a substituição das variáveis originais pelos componentes parece ser uma escolha muito apropriada na aplicação da metodologia proposta neste trabalho de tese. É possível identificar outros grupos de variáveis redundantes (em linhas tracejadas) como TNE e NEMV, AREA e FL, Zpu, X+ e Zohm. Por outro lado, as variáveis R+, MNE, FKVAr, STIFI, Xo, e ZBASE são isoladas, sem redundância. As redundâncias existentes permitem a redução da matriz de dados original[48].

Os gráficos e tabelas desta tese foram gerados no *Minitab 17 Statistical Software*[53].

Tabela 5-7 - Análise de Componentes Principais das variáveis de AMT

Componente	PC1	PC2	PC3	PC4	PC5	PC6	PC7	Other
<b>Autovalor</b>	12,949	6,194	3,795	1,904	1,503	1,453	0,991	0,627
<b>Proporção</b>	0,440	0,211	0,129	0,065	0,051	0,049	0,034	0,021
<b>Cumulativo</b>	0,440	0,651	0,780	0,845	0,896	0,945	0,979	1,000

Autovetores								
Variável	e1	e2	e3	e4	e5	e6	e7	e8
<b>TNE</b>	0,089	0,243	0,278	0,285	0,151	0,111	-0,084	0,035
<b>NEMV</b>	0,090	0,236	0,288	0,283	0,148	0,119	-0,072	0,034
<b>MVFR</b>	0,185	-0,045	0,141	-0,129	0,367	0,037	0,052	-0,57
<b>MNE</b>	-0,17	0,223	0,159	-0,190	-0,194	0,042	-0,197	-0,128
<b>LNE</b>	-0,017	0,381	-0,057	-0,073	0,096	-0,089	0,107	-0,096
<b>ANE</b>	-0,011	0,379	-0,061	-0,086	0,099	-0,113	0,084	-0,073
<b>UNE</b>	-0,035	0,338	-0,063	-0,140	0,210	-0,255	0,039	0,106
<b>FKVAr</b>	0,154	0,263	-0,068	0,075	0,072	0,203	0,281	0,012
<b>SAIFI1</b>	-0,029	0,187	0,385	-0,256	-0,070	-0,148	-0,109	0,030
<b>SAIFI2</b>	-0,056	0,149	0,378	-0,267	-0,094	-0,219	0,022	0,028
<b>STIFI</b>	<b>0,202</b>	<b>0,193</b>	-0,031	-0,007	-0,062	0,140	0,006	-0,416
<b>FL</b>	0,073	0,241	-0,202	0,024	-0,402	0,123	0,240	0,046
<b>AREA</b>	0,073	0,246	-0,243	0,229	-0,229	0,229	0,164	-0,022
<b>EMVVA</b>	-0,080	0,209	0,260	0,354	-0,046	0,091	-0,123	0,362
<b>EVAHV</b>	-0,048	0,177	-0,368	0,006	0,039	-0,269	-0,354	0,026
<b>BKVAr</b>	0,133	0,027	0,010	-0,121	-0,102	-0,394	0,584	0,090

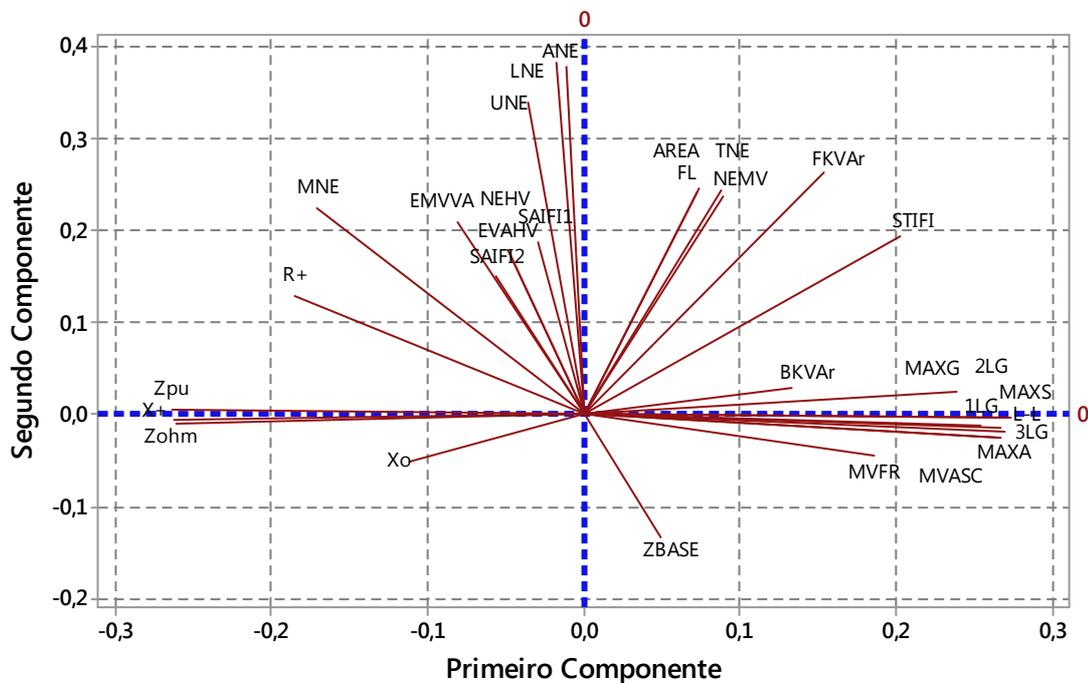


Figura 5-2 – Redundâncias entre as variáveis de Afundamentos de Tensão

## 5.8 IDENTIFICAÇÃO DAS VARIÁVEIS MAIS SIGNIFICATIVAS

O gráfico da Figura 5-3 mostra as variáveis mais significativas para explicar o número de afundamentos de tensão,  $y$ , como função das variáveis de entrada  $x_1, x_2, x_3 \dots x_n$ .

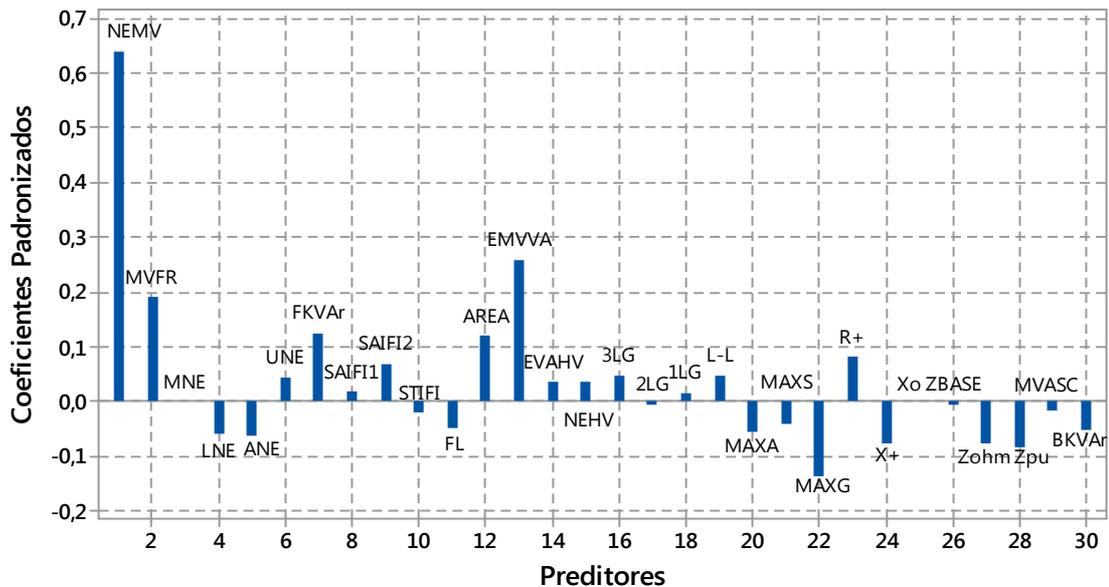


Figura 5-3 - Coeficiente padrão para TNE vs Preditores (para 7 PCs).

Por exemplo, NEMV, número de eventos da MT, e EMVVA, área de vulnerabilidade da MT, são significantes. Também o são MVFR, taxa de falta da MT, e AREA. A variável BKVAr, montante de reativos na barra, é inversamente proporcional ao número de afundamentos de tensão na barra da subestação; quanto maior o montante de compensação reativa na barra da SE, menor o número de AMT. Os resultados baseiam-se em 7 PCs.

## 5.9 DIAGRAMA DE PARETO E NÚMERO DE COMPONENTES PRINCIPAIS

A Figura 5-4 explica a representação estatística de todos os Componentes Principais, seu autovalor, o percentual de sua representação nas variáveis observadas e o percentual acumulado. O componente principal PC1 tem autovalor 12,95 e contém 44% do total de informações das variáveis observadas. Os componentes PC1 a PC7 acumulam 97,9 % da informação das variáveis originais, confirmando a abrangência da metodologia. O número necessário e suficiente de PC para formar conjuntos de subestações com adequada validação estatísticas é 7. Eles foram identificados pelo Critério de Kaiser[49], que é autovalor maior ou igual a 1, e possuem variância acumulada de 97,9%, superior ao critério, mínimo de 80%.

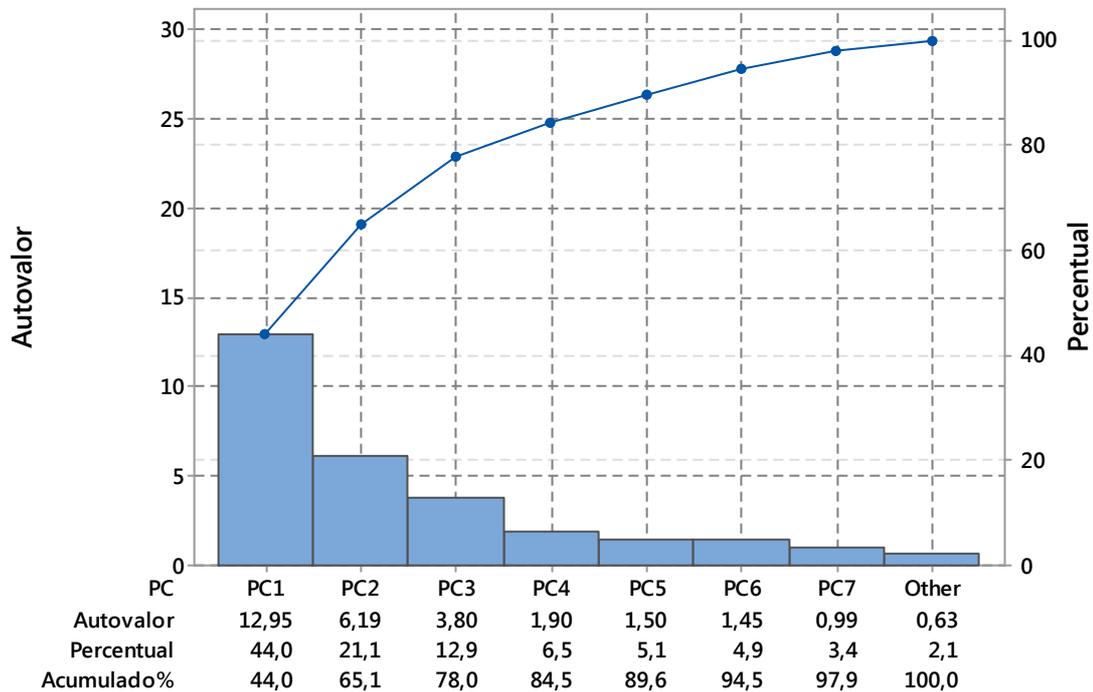


Figura 5-4 - Diagrama de Pareto e número de Componentes Principais

## 5.10 SCORES E CLUSTER DE COMPONENTES PRINCIPAIS

A Tabela 5-8 mostra os *Scores* e *Cluster (Membership)* dos 7 PC de cada subestação; os *Memberships* foram obtidos com esses *Scores* e o método Ward descrito em 3.3.4, eq. (19).

Tabela 5-8 - *Scores* e *Cluster* dos Componentes Principais

SUBESTAÇÃO	PC1	PC2	PC3	PC4	PC5	PC6	PC7	Cluster
<b>Aracruz</b>	-2,1258	-3,0295	-1,1436	1,2341	1,4553	0,9374	0,2898	<b>1</b>
<b>Baixo Guandu</b>	2,1344	-4,0708	-0,9106	0,8273	-0,7672	1,5174	0,1239	<b>2</b>
<b>Barra Sahy</b>	2,6416	-3,6254	2,1978	-1,4331	0,9586	-0,5964	2,0523	<b>2</b>
<b>Ecoporanga</b>	-6,3751	0,4462	-2,0497	2,4059	0,2684	0,2254	0,6330	<b>3</b>
<b>Itarana</b>	1,9658	1,3641	0,4091	-0,4138	-1,3887	1,9166	-0,0754	<b>4</b>
<b>Jaguaré</b>	3,9443	-1,3587	-2,1183	0,8330	0,4732	0,3218	-1,6898	<b>2</b>
<b>João Neiva</b>	3,0613	0,3670	1,9196	2,8620	-1,3551	-2,6130	-0,7265	<b>5</b>
<b>Juncado</b>	-1,9909	3,8291	2,7458	-0,0227	2,2567	-0,2820	-0,2311	<b>4</b>
<b>Linhares A</b>	4,7762	4,5737	0,5620	1,3817	0,2367	0,9477	1,6114	<b>5</b>
<b>Linhares C</b>	4,6491	-1,0068	0,7524	-1,1178	1,8212	0,2893	-1,4779	<b>2</b>
<b>Montanha</b>	-4,6366	1,5484	-1,5868	-1,4168	-0,6783	0,0155	-0,2074	<b>3</b>
<b>Nova Venécia</b>	3,4862	0,2495	-3,2729	-1,5455	-1,1785	-1,9733	1,0541	<b>2</b>
<b>Paulista</b>	-3,7507	-1,1968	-0,3081	-0,7236	0,6727	-1,8018	-0,6928	<b>1</b>
<b>Pinheiros</b>	-0,1928	2,1042	-0,3349	-0,6258	-0,9239	0,5352	-0,4698	<b>4</b>
<b>Santa Teresa</b>	-1,6582	0,8496	1,9484	-1,4832	-1,4875	0,6885	-0,9029	<b>4</b>
<b>São Francisco</b>	-1,3482	1,7131	-2,1303	-0,8242	0,9264	-0,2641	0,3534	<b>3</b>
<b>Suiça</b>	-4,5808	-2,7568	3,3202	0,0625	-1,2899	0,1357	0,3556	<b>1</b>

Por exemplo, o Conjunto 1 é composto pelas subestações Aracruz, Paulista e Suíça; o Conjunto 5 é composto pelas subestações João Neiva e Linhares A. A matriz original, com 17 subestações e 32 variáveis, tem agora 17 subestações e apenas 7 variáveis, ou componentes principais, e contém 97,9 % (Cum% PC7 na Fig.5-4 ) das informações das variáveis observadas, ou seja sua quase totalidade. A redundância de informação contida nas variáveis originais permitiu a redução da matriz original sem perda de informação, como esperado.

### 5.11 IDENTIFICAÇÃO VISUAL DE CLUSTERS POR COMPONENTES PRINCIPAIS

As Figuras 5-5 e 5-6 ilustram a importância dos componentes principais na identificação visual dos Conjuntos de subestações; a Figura 5-5 mostra cada subestação com PC1 x PC2 x PC3, enquanto a Figura 5-6 mostra as mesmas subestações com PC1 x PC2. Os conjuntos formados são identificados na Figura 5-5, com três PC, mas não na Figura 5-6, com dois PC.

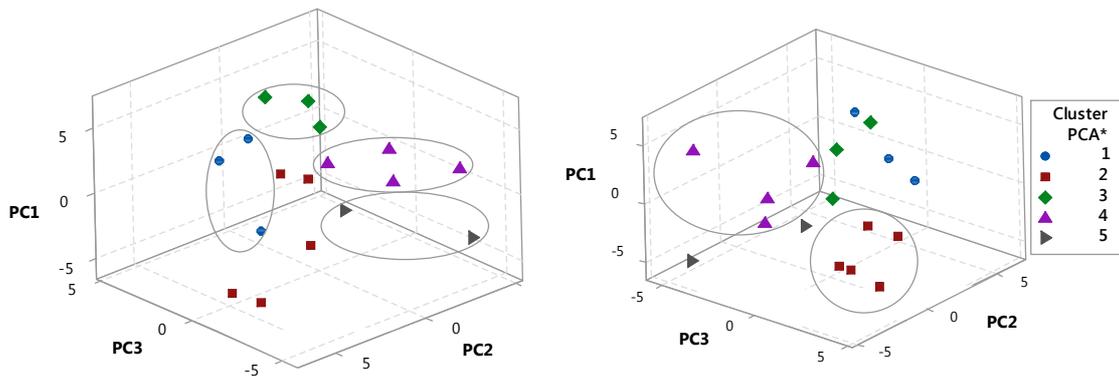


Figura 5-5 - Conjuntos de subestações com PC1, PC2 e PC3

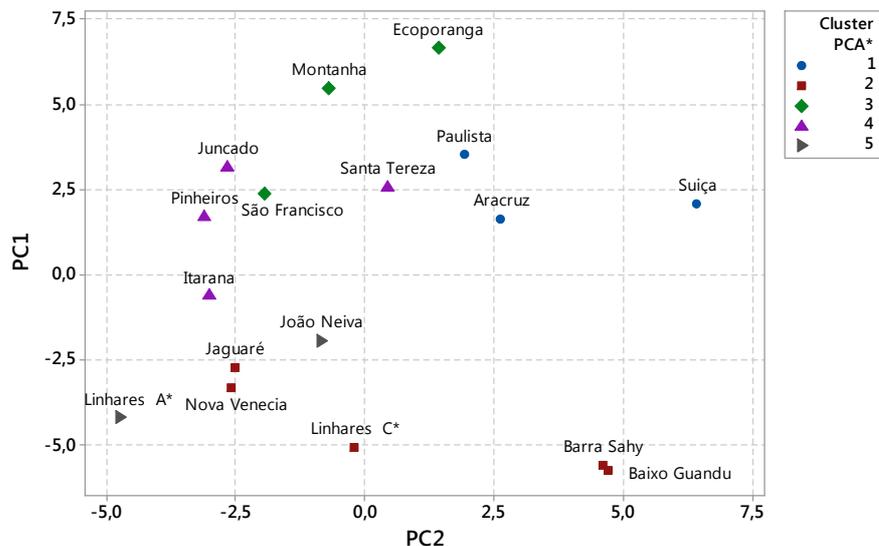


Figura 5-6 - Conjuntos de subestações com PC1 e PC2

## 6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

### 6.1 ANÁLISE DOS CONJUNTOS RESULTANTES

A aplicação do Método Hierárquico Ward na Formação de Conjuntos com Scores de Componentes Principais gerou os Conjuntos de subestações com características de semelhanças para afundamentos de tensão mostrados na Figura 6-1. Os Conjuntos 1, 2 e 3 apresentam menor número de afundamentos de tensão, enquanto os conjuntos 4 e 5 apresentam maior número (Nº na Fig. 6-2). As Subestações Itarana e Pinheiros, por exemplo, pertencem ao Conjunto 4 e possuem alto grau de similaridade, 77,30 %. Suas características são muito semelhantes, mesmas tensões nominais e capacidades de transformação, a saber: 138-69 kV, 25/33/41 MVA, e 69-13,8 kV, 15/20 MVA. Muito importantes para a regulação de tensão e a ocorrência de AMT (maiores tensões primárias e maiores potências), estas características não compuseram as variáveis originais; elas foram buscadas no âmago das informações. Esta identificação é inovadora e se verificou na análise dos diversos Conjuntos.

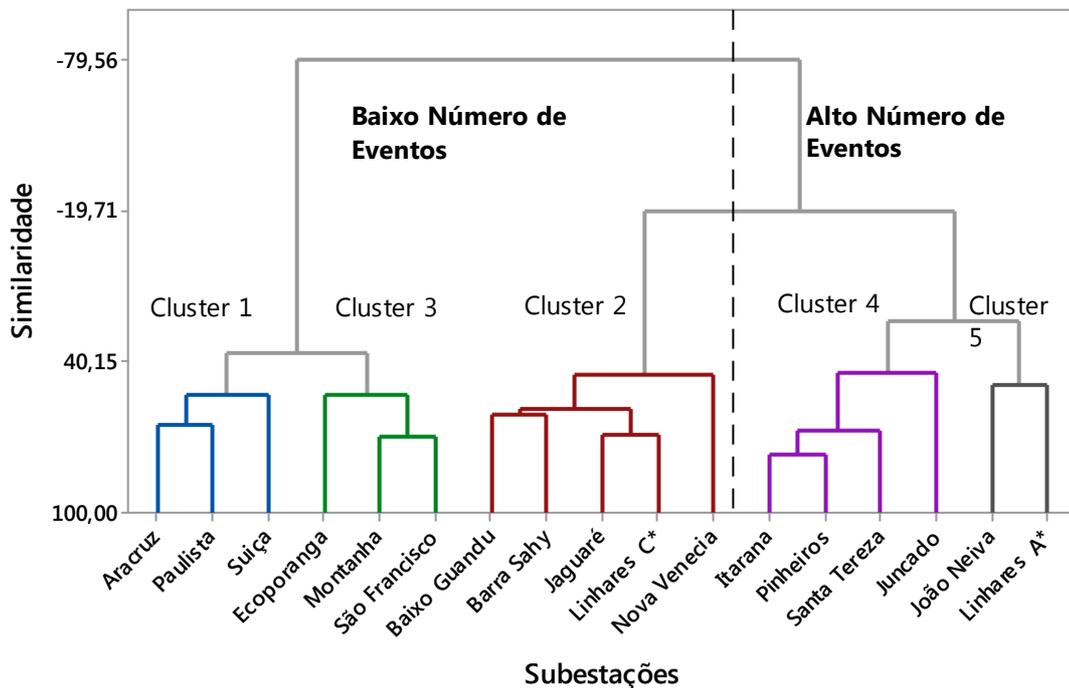


Figura 6-1 - Conjuntos de subestações da EDP Escelsa

O Conjunto 1 consiste das subestações Aracruz e Paulista, com 64,46% de similaridade, e Suiça, com 52,85% de similaridade. O Conjunto 2 tem 5 subestações, todas com tensões primárias 138 kV; a maior similaridade, de 69,41%, ocorre entre as subestações Jaguaré e Linhares C. O Conjunto 3 tem 3 subestações com tensões primárias 69 kV e transformadores

de mesma capacidade: 15/20 MVA. Montanha e São Francisco têm similaridade de 69,49%; Ecoporanga compõe o Conjunto com 52,81%. O Conjunto 4 tem quatro subestações; Itarana e Pinheiros possuem forte similaridade, conforme já descrito, enquanto Santa Teresa e Juncado possuem mesma tensão primária 69 kV e compõem o Conjunto com similaridades de 67,48% e 44,87% respectivamente. O Conjunto 5 é composto das subestações João Neiva e Linhares A, geograficamente próximas, com 49,06% de similaridade e tensões nominais 138 e 13,8 kV. Essas características de semelhança, tão importantes para afundamentos de tensão, não fazem parte das variáveis originais. Não foram encontradas inconsistências nos Conjuntos formados.

A divisão das subestações em 5 conjuntos foi motivada pela Regra de Sturges[54] segundo a qual o número de grupos (k) no qual a variável com (n) objetos pode ser organizada é definido por  $k = 1 + 3,322 \log(n)$ . Todavia, esta é apenas uma hipótese que depende da variação dentro/entre observada para cada variável conforme os *memberships* gerados pela técnica de agrupamento. Tomando o número de afundamentos de tensão esperado como exemplo (TNE), e conduzindo uma análise de variância ANOVA One-Way (TNE x Clusters) é possível estabelecer apenas dois grupos bem distintos de subestações: a Figura 6-2 mostra os grupos formados pelas subestações com baixo número de afundamentos de tensão (cuja média é inferior a 200 eventos com limite superior do intervalo de confiança de cerca de 270 eventos), e os grupos das subestações com valores médios superiores a 300 eventos por ano.

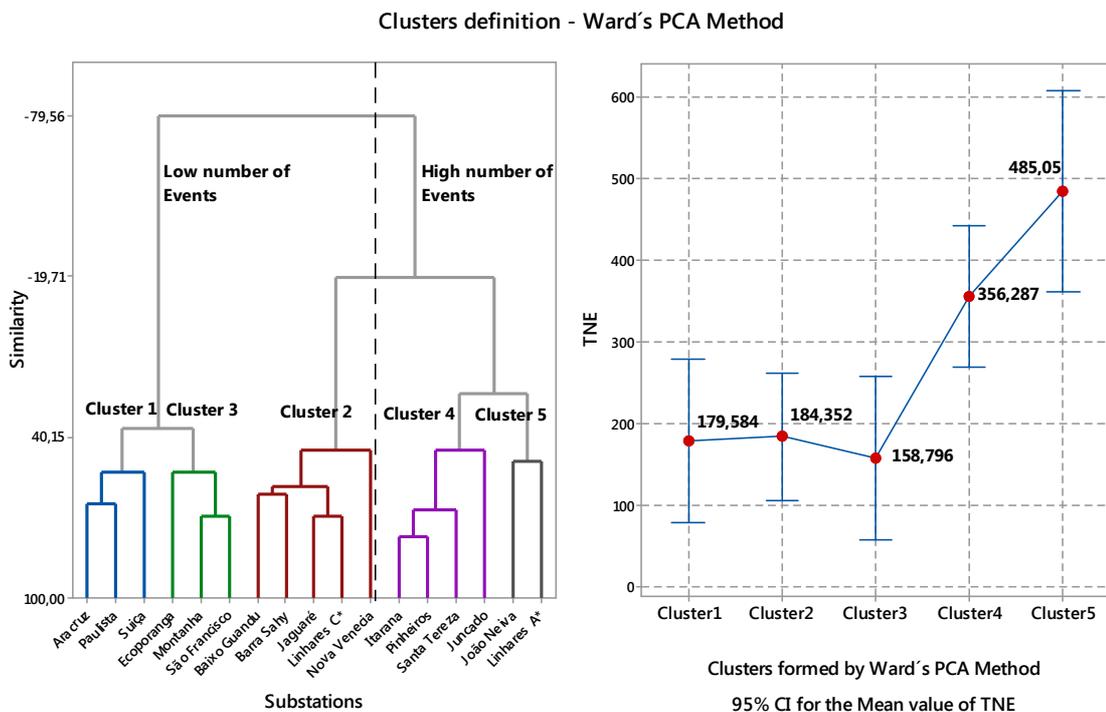


Figura 6-2 - Relação entre conjuntos e total de eventos de AMT

## 6.2 PRINCIPAIS VARIÁVEIS PARA AMT - INTERVALO DE CONFIANÇA 95% (CI)

O procedimento supracitado pode ser repetido para as principais variáveis relacionadas a afundamentos de tensão. A Figura 6-3 mostra as médias e os intervalos de confiança de 95% para essas variáveis. As seis plotagens nesta figura apresentam os conjuntos 1 a 5 na abscissa, e no eixo y as variáveis TNE, NEMV, MVFR, MNE, EMVVA e EVAHV. Estas variáveis foram selecionadas entre as 32 originais, por serem consideradas relevantes para os afundamentos de tensão e serão analisadas a seguir de forma prática. Juntamente com os conjuntos de subestações, os gráficos apresentam parâmetros de referência dessas variáveis.

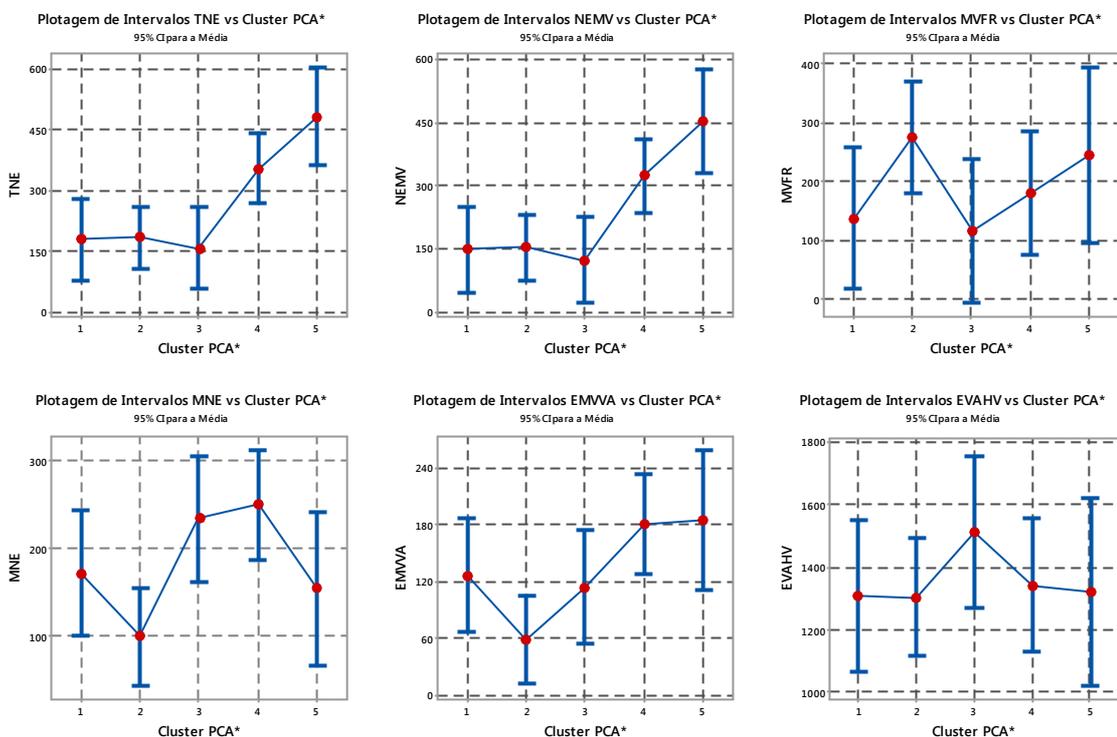


Figura 6-3 - Principais Variáveis para AMT com 95% CI para a Média

## 6.3 INTERPRETAÇÃO DOS RESULTADOS: PRINCIPAIS VARIÁVEIS PARA AMT

Com base nestes resultados, é razoável admitir que a metodologia possa ajudar a ANEEL na regulamentação do fenômeno afundamento de tensão. Uma vez que o método conduz à identificação das subestações com um baixo número de eventos com base em características técnicas, analisando essas subestações é possível identificar as características físicas ou as boas práticas que devem ser usadas pelos gestores como uma estratégia de *benchmarking*. Analisar estas variáveis e características pode ajudar a melhorar o desempenho das subestações com alto número de eventos de afundamentos de tensão. O estabelecimento

de penalizações por limites pode obrigar as concessionárias de distribuição a gerenciar melhor os afundamentos de tensão nas subestações de distribuição. Os investimentos prioritários deverão ser direcionados para os conjuntos identificados pelas variáveis críticas, que podem ser analisadas como segue, ampliando a utilidade dos resultados com medidas corretivas.

### 6.3.1 TNE – Número Total de Eventos de afundamentos de tensão (Simulação)

A Figura 6-4 mostra os Parâmetros do Número Total de Eventos de afundamentos de tensão esperados na barra da subestação, por ano, por Médias e Intervalos de Confiança 95%, propostos para 5 conjuntos de subestações. A variável TNE é estatisticamente representativa.

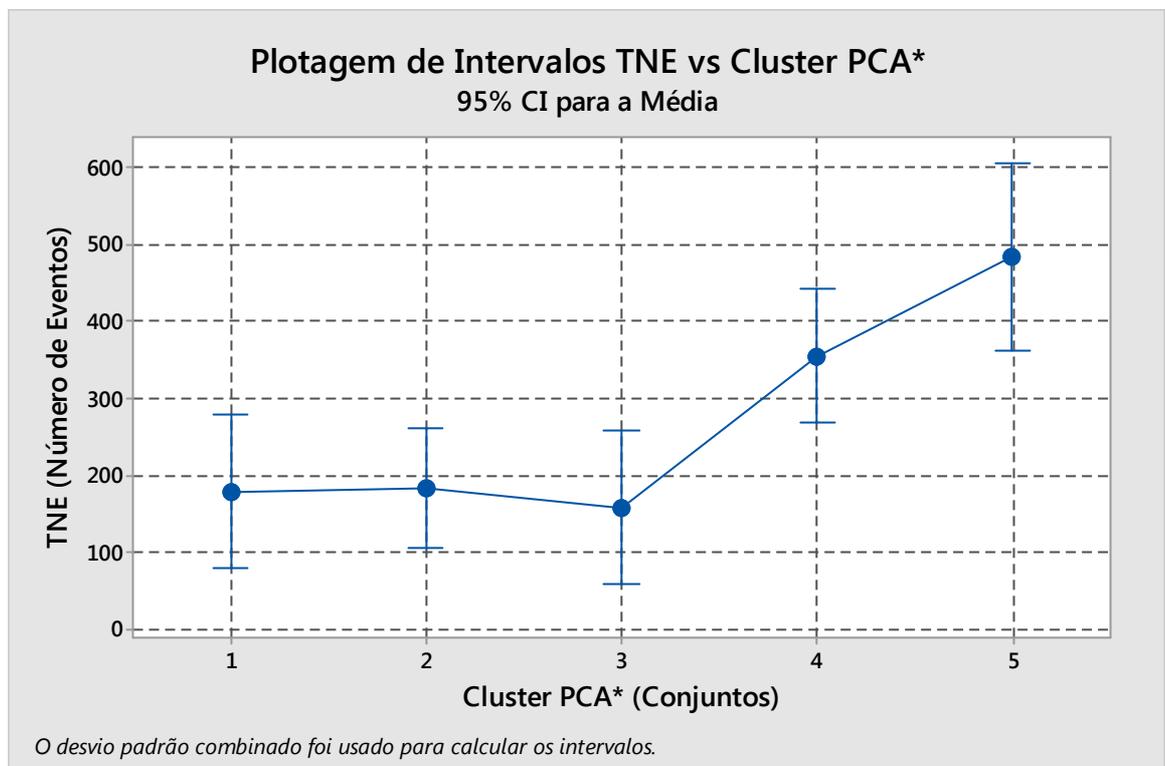


Figura 6-4 – Parâmetros de TNE por médias e intervalos de confiança 95%

Com base nestes resultados, a concessionária pode gerenciar melhor a qualidade da energia em suas subestações, e responder ao consumidor industrial com cargas sensíveis sobre o número anual esperado de AMT na barra da subestação. Mesmo variando de 360 a 600 eventos por ano para o conjunto 5, por exemplo, é uma boa ordem de grandeza para o Consumidor Industrial. Isto ajudará os novos clientes a identificar a melhor localização para sua indústria, e planejar os investimentos para redução da perda de produção esperada devido aos afundamentos de tensão. A princípio, os conjuntos de subestações 4 e 5 apresentam as piores frequências esperadas de afundamentos de tensão e devem ser priorizados nas ações de melhorias, comparativamente aos conjuntos 1, 2 e 3, que apresentam resultados melhores.

### 6.3.2 NEMV - Número de Eventos da Média Tensão (Simulação)

A Figura 6-5 mostra Parâmetros do Número de Eventos de afundamentos de tensão na barra da subestação originados na Média Tensão, por Médias e Intervalos de Confiança 95%, propostos para 5 conjuntos de subestações. Seus valores são pouco inferiores aos de TNE.

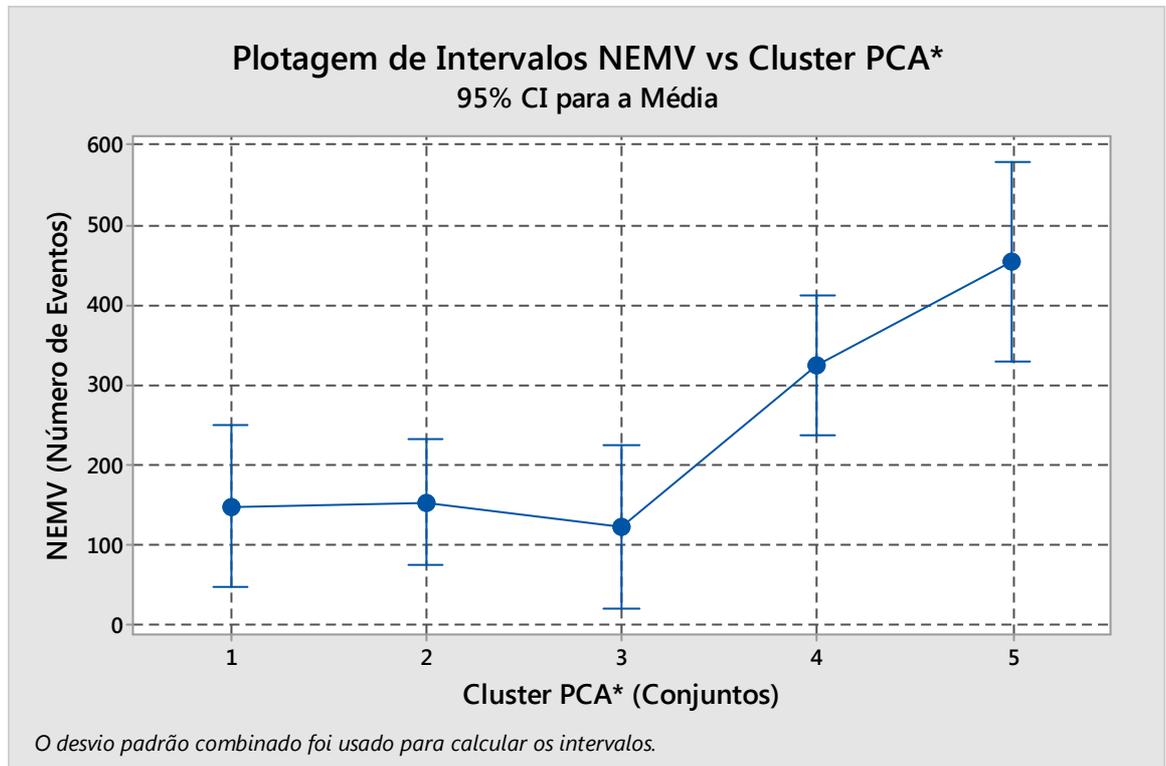


Figura 6-5 - Parâmetros de NEMV por médias e intervalos de confiança 95%

Observa-se que existe uma relação estreita entre esta variável e a TNE mostrada na Figura 6-4 com relação à quantidade de eventos de afundamentos de tensão por conjunto. Fica claro que a média tensão causa praticamente a totalidade dos eventos na barra da subestação. Portanto, os investimentos para melhoria da qualidade da energia devem ser realizados neste nível, iniciando pelos conjuntos 5 e 4, com médias de 450 e 330 eventos de AMT por ano.

Entre as medidas de manutenção na rede de distribuição MT visando à redução da frequência de curtos-circuitos e da variável NEMV (e TNE), destacam-se as seguintes:

- Limpeza da faixa de servidão e poda de árvores;
- Lavagem de isoladores, notadamente em regiões litorâneas ou poluídas;
- Instalação de condutores protegidos na rede de Média Tensão;
- Adequação dos isoladores, para-raios e aterramentos em geral;
- Adequação da proteção com instalação de chaves fusíveis nos ramais.

### 6.3.3 MVFR – Taxa de Faltas da Média Tensão

A Figura 6-6 mostra os Parâmetros da Taxa de Faltas da Média Tensão por Médias e Intervalos de Confiança 95%, propostos para os 5 conjuntos de subestações. A taxa de faltas da média tensão, MVFR, é muito superior à taxa de faltas da alta tensão, HVFR, constante.

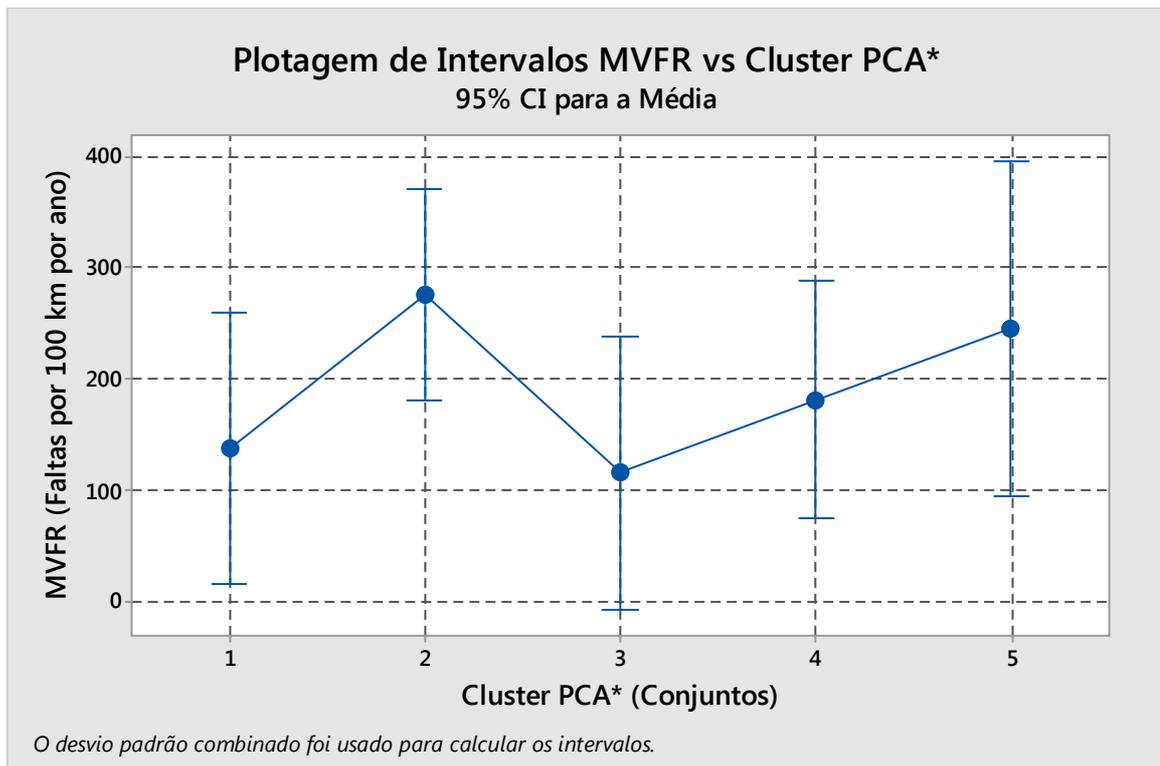


Figura 6-6 - Parâmetros de MVFR por médias e intervalos de confiança 95%

A Taxa de Faltas da Média Tensão é expressa em faltas por 100 km por ano. Conhecendo o valor médio por conjunto deste parâmetro, pode-se priorizar os investimentos na média tensão para melhoria da qualidade da energia, como os afundamentos de tensão, e os desligamentos que agravam os indicadores de qualidade do serviço, DEC e FEC, iniciando pelos conjuntos 2 e 5, que apresentam as maiores médias de MVFR, com 270 e 250 faltas.

De maneira geral, as medidas de manutenção descritas contribuem também para a redução da taxa de faltas da média tensão. Duas práticas muito utilizadas pelas distribuidoras, limpeza de faixa de servidão e instalação de condutores protegidos na média tensão, ainda que com o objetivo de redução dos indicadores de continuidade, DEC e FEC, contribuem para a redução da taxa da falta da Média Tensão e do número de eventos de AMT esperados na barra da subestação. Instalar cabos multiplex na BT também ajuda a reduzir o número de AMT.

### 6.3.4 MNE – Número de Eventos Medido

A Figura 6-7 mostra os Parâmetros da variável MNE, o Número de Eventos Medido na barra da subestação, por Médias e Intervalos de Confiança 95%, propostos para os 5 conjuntos de subestações formados. A variável MNE retrata o resultado de 1 ano de medição.

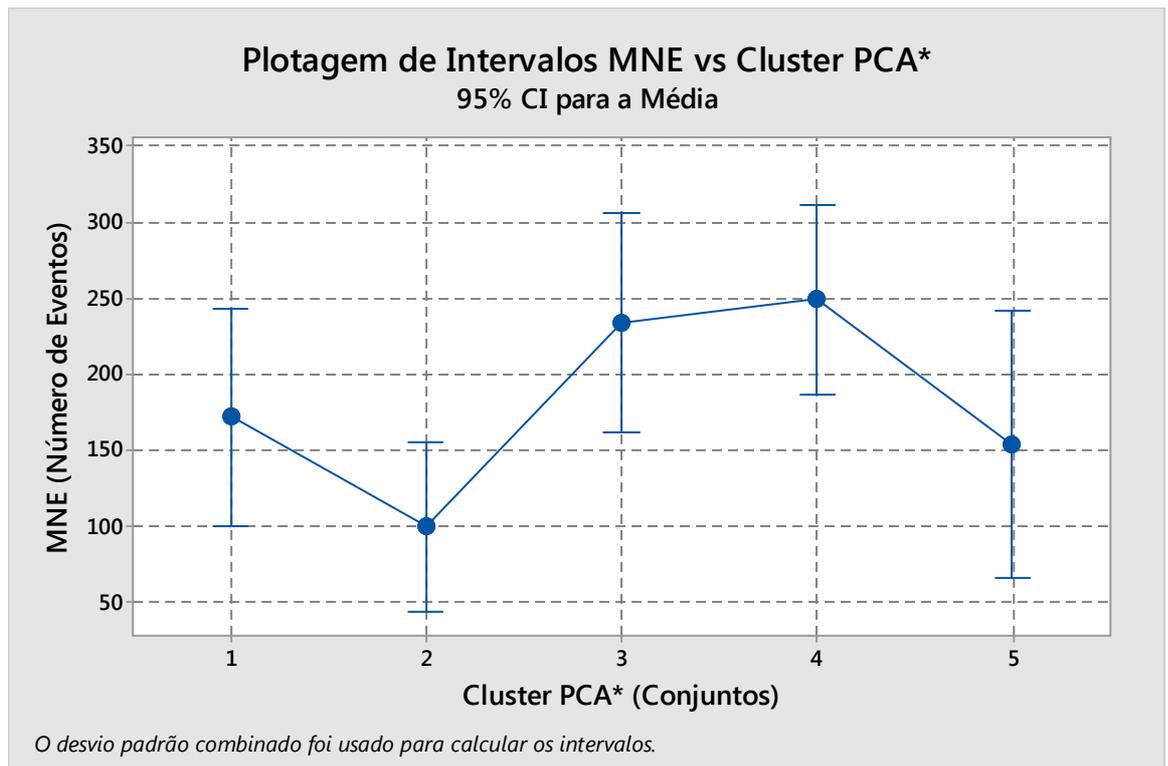


Figura 6-7 - Parâmetros de MNE por médias e intervalos de Confiança 95%

Este indicador mostra o resultado da medição de um ano nas barras. Embora não estatisticamente representativo, pode ser comparado às medições futuras, uma vez que os medidores permanecem instalados e coletando as medições de eventos. No momento atual do setor elétrico brasileiro é isto que a ANEEL direciona às distribuidoras através do Módulo 8 do PRODIST. Afundamentos de tensão estão em fase de regulamentação no Brasil.

O conjunto 2 apresenta o melhor resultado e o conjunto 4 o pior, com médias de 100 e 250 eventos por ano, respectivamente. São indicadores de qualidade da energia no ano em que as medições foram realizadas, portanto sujeitos às aleatoriedades naturais do clima.

Os intervalos de confiança são largos devido ao reduzido número de subestações de distribuição participantes da análise multivariada. A aplicação da metodologia com ampliação do número de subestações e/ou ampliação do período de medição, ou a redução do número de conjuntos, resultará em menores intervalos de confiança.

### 6.3.5 EMVVA – Área de Vulnerabilidade Equivalente da Média Tensão

A Figura 6-8 mostra os Parâmetros da variável EMVVA – Área de Vulnerabilidade Equivalente da Média Tensão, por Médias e Intervalos de Confiança 95%, propostos para os 5 conjuntos de subestações formados. Destaca-se o pequeno valor de EMVVA do Conjunto 2.

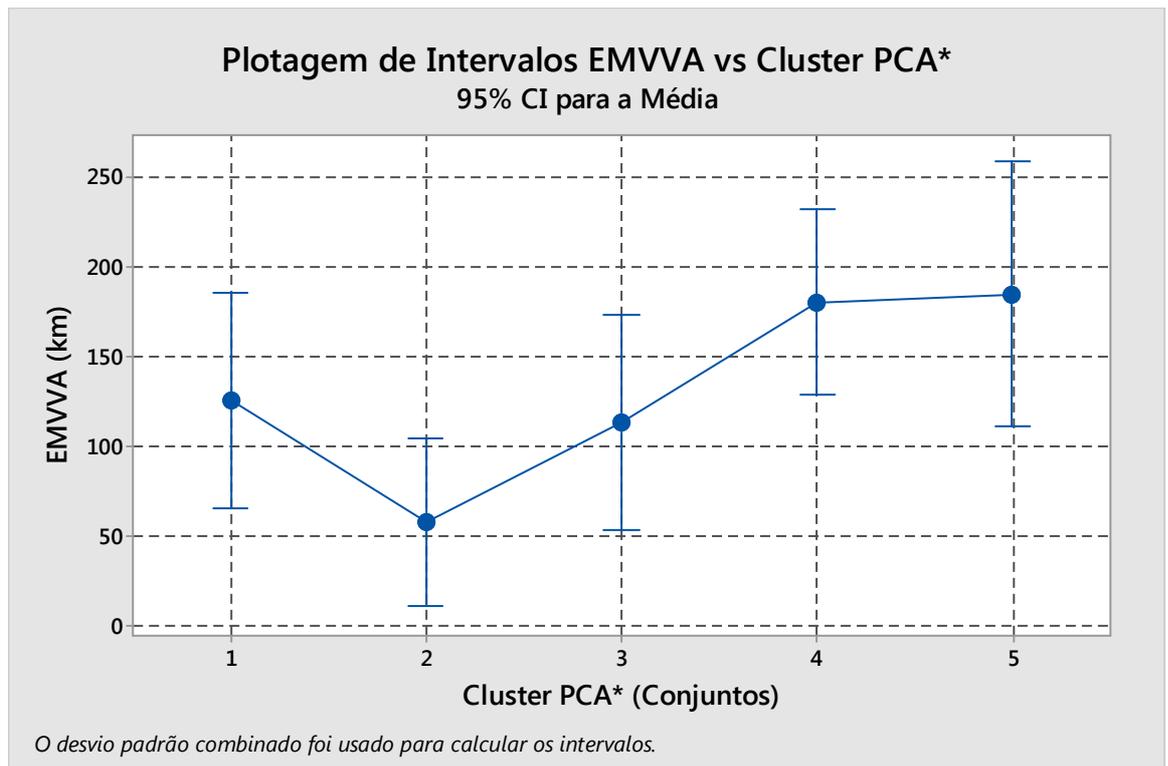


Figura 6-8 - Parâmetros de EMVVA por médias e intervalos de confiança 95%

A área de vulnerabilidade é utilizada para se identificar a região do sistema elétrico onde a ocorrência de curto-circuito pode afetar a carga numa determinada barra. Essa região consiste de nós e segmentos de linha onde a ocorrência de curtos-circuitos leva a afundamentos de tensão na barra da subestação, caracterizados conforme a IEEE 1564[28].

A área de vulnerabilidade equivalente da subestação é obtida como uma média ponderada das AV dos alimentadores por sua extensão, e é expressa em km de alimentador.

O Conjunto 2 tem 60 km de área de vulnerabilidade média, valor baixo se comparado aos demais conjuntos. Indica que as subestações deste conjunto são eletricamente fracas, possuem alimentadores com cabos de bitola fina, muito antigos, e regulação de tensão precária. Requer investimentos para melhoria da qualidade da energia e redução das taxas de faltas. A medida mais adequada para esses alimentadores consiste na troca dos condutores da rede primária por outros de maior bitola ou a construção de novos alimentadores, mais usual.

### 6.3.6 EVAHV – Área de Vulnerabilidade Equivalente da Alta Tensão

A Figura 6-9 mostra os Parâmetros da variável EVAHV – Área de Vulnerabilidade Equivalente da Alta Tensão, por Médias e Intervalos de Confiança 95%, propostos para os 5 conjuntos de subestações formados. Como esperado, seus valores são superiores à EMVVA.

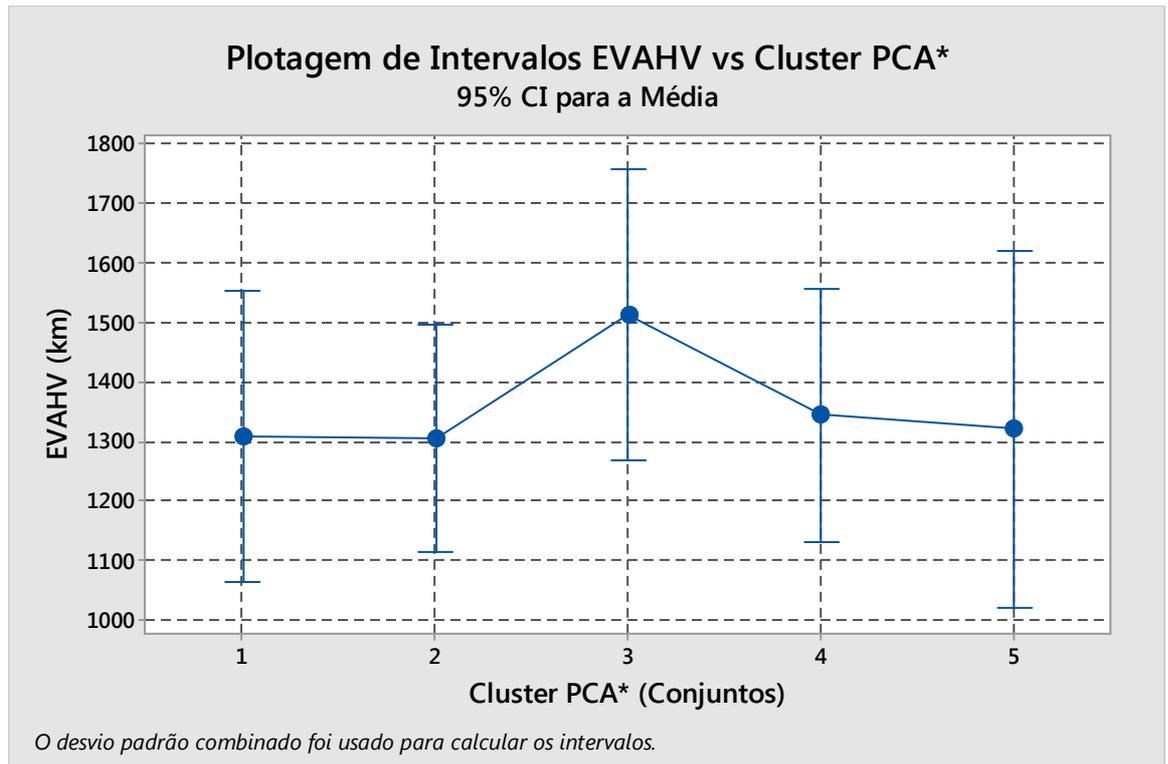


Figura 6-9 - Parâmetros de EVAHV por médias e intervalos de confiança 95%

De maneira semelhante à Média Tensão, a área de vulnerabilidade da alta tensão corresponde à região do sistema elétrico onde a ocorrência de curto-circuito pode afetar a carga numa determinada barra. Essa região consiste de barras e segmentos de linhas de alta tensão onde a ocorrência de curtos-circuitos, menos frequentes que na média tensão, leva a afundamentos de tensão na barra da subestação, caracterizados conforme a IEEE 1564[28].

A área de vulnerabilidade equivalente da alta tensão é obtida como uma média ponderada das AVs obtidas para cada linha pela sua extensão, e é expressa em km de linha.

As médias deste parâmetro são muito semelhantes para os conjuntos 1,2,4 e 5, cerca de 1300 km, e a do conjunto 3 é 1500 km. Como mostrado, não é prioridade investir na alta tensão, uma vez que os eventos de afundamentos de tensão nas barras das subestações são causados principalmente por faltas ocorridas na média tensão, como exposto anteriormente.

## 6.4 VARIAÇÃO NOS MÉTODOS DE LIGAÇÃO

As operações de agrupamento são muito sensíveis às escolhas feitas com relação ao método de ligação usado. Para avaliar o grau de estabilidade dos clusters formados, decidiu-se repetir o processo de agrupamento para diferentes tipos de métodos após Ward, como: "Standard", "McQuitty", "Average" e "Complete"[48]. A Distância Euclidiana foi usada.

A Figura 6-10 mostra os resultados da Análise de Concordância entre as Classificações e Métodos de Ligação obtidos usando as 6 variáveis consideradas mais relevantes para AMT e descritas nos itens anteriores: TNE, NEMV, MVFR, MNE, EMVVA e EVAHV, as quais foram padronizadas, para evitar influências decorrentes da diferença de escala entre elas.

Attribute Agreement Analysis for Membership C(AVAT)						Between Appraisers					
<b>Each Appraiser vs Standard</b>						<b>Assessment Agreement</b>					
Assessment Agreement						# Inspected # Matched Percent 95% CI					
						17 14 82,35 (56,57; 96,20)					
# Matched: Appraiser's assessment across trials agrees with the known						# Matched: All appraisers' assessments agree with each other.					
<b>Fleiss' Kappa Statistics</b>						<b>Fleiss' Kappa Statistics</b>					
Appraiser	Response	Kappa	SE Kappa	Z	P(vs > 0)	Response	Kappa	SE Kappa	Z	P(vs > 0)	
Average	1	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000	1	0,81572	0,0990148	8,2383	0,0000	
	2	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000	2	1,00000	0,0990148	10,0995	0,0000	
	3	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000	3	1,00000	0,0990148	10,0995	0,0000	
	4	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000	4	1,00000	0,0990148	10,0995	0,0000	
	5	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000	5	0,71469	0,0990148	7,2180	0,0000	
	Overall	1,00000	0,129131	7,74408	0,0000	Overall	0,88188	0,0530839	16,6129	0,0000	
Complete	1	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	2	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	3	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	4	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	5	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	Overall	1,00000	0,129131	7,74408	0,0000						
McQuitty	1	0,64211	0,242536	2,64747	0,0041						
	2	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	3	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	4	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	5	0,29655	0,242536	1,22271	0,1107						
	Overall	0,75656	0,131787	5,74080	0,0000						
Ward	1	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	2	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	3	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	4	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	5	1,00000	0,242536	4,12311	0,0000						
	Overall	1,00000	0,129131	7,74408	0,0000						
<b>All Appraisers vs Standard</b>						<b>Assessment Agreement</b>					
						# Inspected # Matched Percent 95% CI					
						17 14 82,35 (56,57; 96,20)					
# Matched: All appraisers' assessments agree with the known standard.											
<b>Fleiss' Kappa Statistics</b>						<b>Fleiss' Kappa Statistics</b>					
						Response Kappa SE Kappa Z P(vs > 0)					
						1 0,91053 0,121268 7,5084 0,0000					
						2 1,00000 0,121268 8,2462 0,0000					
						3 1,00000 0,121268 8,2462 0,0000					
						4 1,00000 0,121268 8,2462 0,0000					
						5 0,82414 0,121268 6,7960 0,0000					
						Overall 0,93914 0,064900 14,4706 0,0000					

Figura 6-10 - Análise de concordância entre classificações e métodos de ligação

Empregou-se o Método Hierárquico de Cluster (MHCW) para observações com as Subestações em linha, usando a medida de distância e os métodos de ligação antes descritos.

A comparação acima feita entre os diferentes métodos de ligação mostra diferenças apenas nas classificações dos grupos 1 e 5, com 91,05% e 82,4% (kappa) de concordância com o Padrão, respectivamente. O nível global de concordância com o Padrão é de 93,9 %.

A Tabela 6-1 mostra os resultados da Análise de concordância entre os métodos de ligação, pelo *membership* (cluster 1 a 5) de cada subestação (grupo ao qual pertence), com apenas uma diferença estatística nas classificações das subestações 11, 13 e 16 para McQuitty. Conclui-se que os conjuntos de subestações formados com a metodologia são muito estáveis.

Tabela 6-1 - Análise de concordância entre diferentes métodos de ligação.

Subestação	Standard	Ward	McQuitty	Complete	Average
1	1	1	1	1	1
2	2	2	2	2	2
3	3	3	3	3	3
4	1	1	1	1	1
5	1	1	1	1	1
6	1	1	1	1	1
7	4	4	4	4	4
8	4	4	4	4	4
9	4	4	4	4	4
10	3	3	3	3	3
11	5	5	1	5	5
12	5	5	5	5	5
13	5	5	1	5	5
14	1	1	1	1	1
15	1	1	1	1	1
16	5	5	1	5	5
17	2	2	2	2	2

## 6.5 COMPARAR AGRUPAMENTO HIERÁRQUICO E NÃO HIERÁRQUICO

Conforme descrito na Metodologia, para avaliar a qualidade do método de agrupamento e para efeito de comparação entre método de ligação hierárquico e não hierárquico, neste trabalho de tese foi feito uso da Análise de Variância desbalanceada ANOVA *One-Way* empregando-se o conceito e o critério de “*Mean Square Between*” (MSB) e “*Mean Square Within*” (MSW) e a estatística de Fisher F0, uma relação entre os dois termos[48].

Os valores de MSB, MSW, FO e P-Value na Tabela 6-2 confirmam que para o presente conjunto de dados o método de Agrupamento Hierárquico Ward com PCA supera os métodos K-Means (também usando PCA) além do Método Ward com as variáveis originais.

Os aspectos anteriores foram observados para ambas as respostas: TNE e MNE[48].

Tabela 6-2 - Comparação entre métodos: Agrupamento hierárquico e não hierárquico

PARÂMETRO	<i>Mean Square Between MSB</i>		<i>Mean Square Within MSW</i>		F0		P-VALUE	
	TNE	MNE	TNE	MNE	TNE	MNE	TNE	MNE
<b>Método/Resposta</b>								
<b>Ward com PCA</b>	54167	15475	6368	3275	8,50	4,72	0,002	0,016
<b>Ward sem PCA</b>	37920	11356	11783	4648	3,22	2,44	0,052	0,103
<b>K-Means com PCA</b>	21466	11592	17268	4569	1,24	2,54	0,345	0,095

## 7 CONCLUSÕES

### 7.1 CONCLUSÕES DE ORDEM GERAL

As variações de tensão de curta duração são os eventos de qualidade da energia que mais impacto causam às cargas industriais sensíveis, com prejuízos significativos, o que é reconhecido e mencionado repetidamente nas diversas publicações analisadas nesta pesquisa. A não regulamentação desse fenômeno no Brasil tem levado a ABRACE, Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres, a encaminhar justificados pleitos ao órgão regulador do setor elétrico, a ANEEL. Como consequência, a revisão do Módulo 8 do PRODIST[1], mesmo com pleitos contrários da Abradee[38], encontra-se em vias de regulamentar o fenômeno com possível aplicação de penalizações por violação do Fator de Impacto, tal como mencionado no contexto deste trabalho de tese. A expectativa que se tem na Academia é que a evolução desse assunto leve a ANEEL a regulamentar o fenômeno de maneira semelhante ao que foi feito para os parâmetros de qualidade do serviço, DEC e FEC, através da formação de conjuntos de subestações com características de semelhança para os afundamentos de tensão, por serem mais frequentes que as elevações de tensão. Neste sentido, este trabalho de tese vem ao encontro da necessidade atual e futura do setor elétrico brasileiro, ao apresentar de maneira prática a proposição de uma metodologia de formação de conjuntos de subestações com características de semelhança para afundamentos de tensão, bem como a apresentação de um método de proposição de parâmetros de referência das variáveis mais relevantes para afundamentos de tensão, por intervalos de confiança de 95%, ao mesmo tempo mostrando como analisar e aplicar esses resultados em uma empresa distribuidora de energia elétrica.

Ao término deste trabalho, apresentam-se as conclusões mais relevantes da pesquisa traduzida nesta tese de doutoramento. As conclusões de destaque são as seguintes:

1. A coleta de dados da empresa distribuidora de energia elétrica mencionada nesta pesquisa, com o grau e volume de informações apresentado, só foi possível pela oportunidade de realização de um projeto de pesquisa e desenvolvimento por 4 anos com a UNIFEI. As 32 variáveis usadas na análise multivariada foram selecionadas entre as 46 originais, retirando-se as consideradas redundantes a priori. As demais redundâncias foram eliminadas ao criar os componentes principais, não redundantes.

2. A redução da dimensionalidade da matriz original, com 17 subestações e 32 variáveis para 17 subestações e 7 componentes principais mostrou a eficácia da metodologia com a análise de componentes principais, na medida em que 97,9% da informação total das variáveis originais foram mantidas nos 7 componentes criados, PC1 a PC7.
3. Para avaliar a qualidade do método de agrupamento e para efeito de comparação entre método de ligação hierárquico e não hierárquico, neste trabalho de tese foi feito uso da Análise de Variância desbalanceada ANOVA One-Way empregando o conceito de “Mean Square Between” (MSB) e “Mean Square Within” (MSW) e a estatística de Fisher  $F_0$ , uma relação entre os dois termos[48]. Ward com PCA superou K-Means.
4. Os valores de MSB, MSW,  $F_0$  e P-Value resultantes da aplicação da metodologia proposta confirmaram que para o conjunto de dados analisado o método de Agrupamento Hierárquico Ward com PCA supera os métodos K-Means (também usando PCA) além do Método Ward com as variáveis originais. Estes resultados foram verificados para ambas as respostas; tanto para os números de eventos anuais de medição observados, MNE, como para os números de eventos anuais de simulação de 100 cenários, TNE, esperados nas barras de média tensão das subestações analisadas.
5. Conjuntos de subestações de distribuição relacionados ao número de eventos anual esperado de afundamentos de tensão foram formados, submetidos à análise crítica por engenheiros especialistas, e foram considerados consistentes com o comportamento físico esperado do sistema. A Análise de Componentes Principais identificou características de semelhança entre as subestações pesquisadas, não observadas na análise convencional, resultando em uma interpretação mais abrangente e um maior entendimento do fenômeno afundamento de tensão. A metodologia usada permite a variação no número de conjuntos resultante e o uso de novas variáveis de entrada.
6. A aplicação da Análise de Variância permitiu a proposta de um novo método para criação de padrões de referência de AMT por conjuntos de subestações. A plotagem por Intervalos de Confiança 95% das 6 principais variáveis relacionadas aos afundamentos de tensão revelou relacionamentos importantes e permitiu identificar ações de manutenção e investimentos na rede de distribuição para melhoria da qualidade da energia por conjunto observado, visando a redução do número esperado de eventos de afundamentos de tensão na barra, TNE. É por certo um novo caminho.
7. A aplicação da metodologia proposta sobre o conjunto de dados originais, com 46 variáveis, sem fazer inferências iniciais quanto à redundância de algumas variáveis, resultou em conjuntos muito bons, conforme a análise do engenheiro especialista. A

razão é que a PCA cria os componentes principais, sem redundância, mantendo as informações originais. Já a aplicação da metodologia sobre o conjunto restrito de 6 variáveis, consideradas as mais relevantes para AMT pelos especialistas, resultou em conjuntos ruins, conforme a análise do engenheiro especialista. Faltou informação.

Na opinião do autor desta tese, os fatos acima descritos validam a aplicação da metodologia proposta para a gestão da Qualidade da Energia Elétrica e para os propósitos regulatórios de afundamentos de tensão pelo Órgão Regulador no sistema elétrico brasileiro, com 62 concessionárias de distribuição de energia elétrica e 3500 subestações de distribuição. A regulamentação em curso do fenômeno afundamento de tensão pela ANEEL reafirma sua importância para a distribuição de energia elétrica e para o setor industrial com cargas elétricas sensíveis no Brasil. Ainda que incipiente, a proposta atual é sim um bom começo, mas espera-se que evolua para a formação de conjuntos, a exemplo do que foi feito para os parâmetros DEC e FEC, no contexto da regulamentação da qualidade do serviço no Brasil.

## 7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Para dar sequência ao trabalho desta tese, propõem-se as seguintes atividades complementares:

- Aplicar a metodologia proposta sobre o conjunto de variáveis de outras distribuidoras. Por exemplo, sobre os dados da EDP Bandeirante, pesquisada juntamente com a EDP Escelsa quando do desenvolvimento do projeto de pesquisa;
- Aplicar a metodologia proposta sobre os conjuntos de dados das diversas distribuidoras brasileiras, disponibilizados no site da ANEEL, e relacionados aos afundamentos de tensão. Os graus de relacionamento variam, com variáveis mais e menos relevantes, por certo. Para um bom começo, devem-se comparar os resultados;
- Aplicar a metodologia proposta sobre conjuntos de variáveis ponderadas por fatores de mérito, advindos do conhecimento do assunto AMT por engenheiros especialistas;
- Comparar e testar outros métodos de agrupamento, tal como Redes Neurais Artificiais, (ANN - *Artificial Neural Networks*) e efetuar a Análise de Concordância de Atributos (*Attribute Agreement Analysis*);
- Padronizar variáveis, aplicar ponderação e executar PCA pela matriz de covariância;
- Usar teste de múltiplas comparações para visitar o número de clusters pré-definido (Fisher, Tukey, Dunnet, Hsu MCB, Skott-Knott).

### 7.3 ARTIGOS PUBLICADOS

Como resultado do trabalho desenvolvido, foram publicados diversos artigos:

1. “A PCA-based approach for Substation Clustering for Voltage Sag Studies in the Brazilian New Energy Context”. Aceito em 06 de fevereiro de 2016. **Original Research Article, *Electric Power Systems Research, Volume 136, July 2016, Pages 31-42***, Jacques Miranda Filho, José Maria de Carvalho Filho, Anderson Paulo Paiva, Paulo Vitor Grillo de Souza, Samuel Tomasin.
2. “Formação de Conjuntos de Subestações com Características Semelhantes para VTCD através da Análise de Componentes Principais”. **Conferência Brasileira para a Qualidade da Energia Elétrica. CBQEE 2015, Campina Grande, Paraíba. 7 a 10 de Julho de 2015**. Jacques Miranda Filho, José Maria C. Filho, Anderson Paulo Paiva.
3. “Gerenciamento das Variações de Tensão de Curta Duração em barras de média tensão das Distribuidoras do Grupo EDP Bandeirante e Escelsa”. **XXI SENDI. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – Santos – SP, Brasil, 08 a 13/11/2014**. Jacques M. Filho, José M.C. Filho, Thiago C. Oliveira, Jules R.Viana Filho, Natanael Pereira, Maria Jovita V. Siqueira.
4. “Gerenciamento das Variações de Tensão de Curta Duração nas Barras de Média Tensão das Concessionárias do Grupo EDP (Escelsa e Bandeirante)”. **11th INDUSCON. IEEE/IAS International Conference on Industry Applications, Juiz Fora – MG, Brasil, 07 a 10/12/2014**. Jules Renato V. Carneiro, Jacques M. Filho, José M.C. Filho, Natanael Pereira, José Rubens M. Junior, T.C.Oliveira.
5. “Simulação Estocástica de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição”. **Anais do V Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos, Foz do Iguaçu – PR, Brasil, 22 a 25/04/2014**. Karine S. Honorato, Jacques M. Filho, José M. C. Filho, Thiago C. Oliveira, Jules Renato C. Viana, Natanael Pereira.
6. “Simulação Estocástica de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição”. **XXI SENDI. Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica – Santos – SP, Brasil, 08 a 13/11/2014**. Karine S. Honorato, Jacques M. Filho, José M.C. Filho, Thiago C. Oliveira, Jules Viana, N. Pereira.
7. “Proposta de Padrões de Referência para Afundamentos de Tensão”, **CiteneI, VIII Congresso de Inovação Tecnológica 17 a 19 agosto 2015, Saúípe, Bahia**. José M. C. Filho, Thiago C. de Oliveira, Jacques M. Filho, Karine S. Honorato, Homero K. Filho, Paulo V. Grillo, Jules R. V. Carneiro, Natanael B. Pereira.

## REFERÊNCIAS

- [1] ANEEL, “AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica,” p. 76, 2009.
- [2] J. M. de Carvalho Filho, “Uma Contribuição à Avaliação do Atendimento a Consumidores com Cargas Sensíveis – Proposta de Novos Indicadores,” UNIFEI Itajubá MG, 2000.
- [3] ANEEL, “Revisão da metodologia de definição de limites para os indicadores de continuidade DEC e FEC das distribuidoras,” Brasília DF, 2014.
- [4] ANEEL, “Agencia Nacional de Energia Elétrica.” [Online]. Available: [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br). [Accessed: 01-Oct-2015].
- [5] J. R. Carneiro, “Uma Contribuição para Determinação de Valores de Referência para as Variações de Tensão de Curta Duração,” UFES - Universidade Federal do Espírito Santo, Vitória, ES, 2015.
- [6] J. Maria, D. C. Filho, T. C. De Oliveira, J. M. Filho, S. Honorato, J. Renato, and V. Carneiro, “Proposta de Padrões de Referência para Indicadores de Afundamentos de Tensão.”
- [7] V. N. Barrera, A. Pavas M., and J. F. Melendez, “Power quality assessment of the Bogot distribution network focused on voltage sag analysis,” *IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Conf. Eur.*, pp. 5–12, 2011.
- [8] M. Romero, L. Gallego, and A. Pavas, “Fault Zones Location on Distribution Systems Based on Clustering of Voltage Sags Patterns,” 2012.
- [9] N. Hariyanto, B. Anggoro, and R. Noegroho, “New Probabilistic Approach for Identification Event Severity Index Due To Short Circuit Fault,” *IEEE International Conf. Electr. Eng. Comput. Sci.*, no. November, pp. 2–6, 2014.
- [10] E. Balouji and O. Salor, “Eigen-Analysis Based Power Quality Event Data Clustering and Classification,” *5th IEEE PES Int. Conf. Exhib. Innov. Smart Grid Technol.*, pp. 1–5, 2014.
- [11] M. Guder, O. Salor, I. Cadirci, B. Ozkan, and E. Altintas, “Data Mining Framework for Power Quality Event Characterization of Iron and Steel Plants,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 51, no. 4, pp. 3521–3531, 2015.
- [12] R. C. Duan, F. H. Wang, and J. Zhang, “Data Mining & Pattern Recognition of Voltage Sag Based on K-means Clustering Algorithm,” no. 51307106, pp. 0–4, 2015.
- [13] J. A. Morales, E. Orduña, C. Rehtanz, R. J. Cabral, and A. S. Bretas, “Comparison between Principal Component Analysis and Wavelet Transform Filtering Methods for Lightning Stroke Classification on Transmission Lines,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 118, pp. 37–46, 2015.
- [14] M. H. J. Bollen and D. Daniel Sabin, “International Coordination for Voltage Sag Indices,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, pp. 229–234, 2006.
- [15] M. H. J. Bollen, M. Speychal, and K. Lindén, “Estimation of dip frequency from fault statistics - Including three-phase characteristics,” *2006 9th Int. Conf. Probabilistic Methods Appl. to Power Syst. PMAPS*, pp. 1–6, 2006.
- [16] R. C. Leborgne, G. Olguin, J. M. Carvalho Filho, and M. H. J. Bollen, “Differences in voltage dip exposure depending upon phase-to-phase and phase-to-neutral monitoring connections,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 2, pp. 1153–1159, 2007.
- [17] C. H. Park and G. Jang, “Stochastic estimation of voltage sags in a large meshed network,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 22, no. 3, pp. 1655–1664, 2007.
- [18] J. M. C. Filho, R. C. Leborgne, J. P. G. de Abreu, E. G. C. Novaes, and M. H. J. Bollen, “Validation of voltage sag simulation tools: ATP and short-circuit calculation versus field measurements,” *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 23, no. 3, pp. 1472–1480,

- 2008.
- [19] M. Wamundsson and M. H. J. Bollen, "Predicting the number of voltage dips as a function of both voltage and duration," *ICHQP 2008 13th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, 2008.
  - [20] W. Kanokbannakorn and T. Saengsuwan, "The studies of a transmission system and distribution system voltage sags correlations," *5th Int. Conf. Electr. Eng. Comput. Telecommun. Inf. Technol. ECTI-CON 2008*, vol. 2, pp. 1033–1036, 2008.
  - [21] T. C. de Oliveira, J. M. Carvalho Filho, and M. H. J. Bollen, "Validating Short-Term Monitoring by Using Long-Term Stochastic Simulation," *IEEE Trans. Power Deliv.*, vol. 24, no. 3, pp. 1344–1351, 2009.
  - [22] R. C. Leborgne, T. C. de Oliveira, J. M. de Carvalho Filho, G. T. Watanabe, and J. F. de Oliveira, "Assessment of power lines performance based on voltage sag indices," *2009 IEEE Bucharest PowerTech*, pp. 1–6, 2009.
  - [23] S. Hardi and I. Daut, "Sensitivity of low voltage consumer equipment to voltage sags," *PEOCO 2010 - 4th Int. Power Eng. Optim. Conf. Progr. Abstr.*, no. June, pp. 396–401, 2010.
  - [24] T. C. De Oliveira, J. M. De Carvalho Filho, R. C. Leborgne, G. T. Watanabe, J. P. G. De Abreu, and J. F. De Oliveira, "Analysis of the relation between voltage sags severity and fault characteristics," *ICHQP 2010 - 14th Int. Conf. Harmon. Qual. Power*, 2010.
  - [25] S. Surisunthon and T. Tayjasanant, "Impacts of distributed generation on voltage sag assessment in distribution systems," *8th Electr. Eng. Electron. Comput. Telecommun. Inf. Technol. Assoc. Thail. - Conf. 2011*, pp. 889–892, 2011.
  - [26] M. Romero, R. Pardo, L. Gallego, and A. Pavas, "Web based management system for power quality assessment and detection of critical zones," *2011 2nd IEEE PES Int. Conf. Exhib. Innov. Smart Grid Technol.*, pp. 1–8, 2011.
  - [27] S. R. Naidu, G. V. De Andrade, and E. G. Da Costa, "Voltage sag performance of a distribution system and its improvement," *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 48, no. 1, pp. 218–224, 2012.
  - [28] Institute of Electrical and Electronics Engineers, *IEEE Std 1564 - Guide for Voltage Sag Indices*. 2014.
  - [29] ANEEL, "AVISO DE AUDIÊNCIA PÚBLICA N<sup>o</sup>. 082/2015," [WWW.ANEEL.GOV.BR](http://WWW.ANEEL.GOV.BR), 2015. .
  - [30] Eskom, *NRS 048-2: Electricity Supply - Quality of Supply Part 2: Voltage characteristics , compatibility levels , limits and assessment methods*, Second. Pretoria South Africa: Standards South Africa Private Bag X191 Pretoria 0001, 2003.
  - [31] S. Bhattacharyya, "Power Quality Requirements and Responsibilities at the Point of Connection," Technische Universiteit Eindhoven, 2011.
  - [32] IEC International, Electrotechnical, and Commission, "IEC/TR 61000-2-8 Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 2-8: Environment - Voltage dips and short interruptions on public electric power supply systems with statistical measurement results," 2005.
  - [33] IEC 61000-4-11:2004, "Electromagnetic compatibility (EMC) - Part 4-11: Testing and measurement techniques - Voltage dips, short interruptions and voltage variations immunity tests," 2004.
  - [34] Copper Development Association, "Voltage Disturbances - Standard EN 50160 Voltage Characteristics in Public Distribution Systems," p. 17, 2006.
  - [35] S. M. Deckmann, "UNIVERSIDADE ESTADUAL DE CAMPINAS - FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA E DE COMPUTAÇÃO IT - 012 Avaliação da Qualidade da Energia Elétrica," 2016.

- [36] M. Bollen, J. R. Gordon, S. Djokic, K. Stockman, J. Milanovic, R. Neumann, G. Ethier, and F. Zavoda, "Voltage dip immunity of equipment and installations - status and need for further work," *CICED 2010 Proc.*, no. xxx, pp. 1–8, 2010.
- [37] K. da S. Honorato, "Simulações Estocásticas de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição," UNIFEI Universidade Federal de Itajubá, 2014.
- [38] Abradee, "CONTRIBUIÇÕES À AUDIÊNCIA PÚBLICA AP Nº 082/2015 – SRD/ANEEL Regulamentação sobre a Qualidade do Produto," Brasília DF, 2016.
- [39] A. C. OLIVEIRA, J. C.; MACEDO JR., J. R.; DELAIBA, "Relatório técnico 4/8- Definição de padrões de referência: distorções harmônicas, desequilíbrios de tensão, flutuações de tensão e variações de tensão de curta duração.," Uberlândia MG, 2014.
- [40] P. Caramia, G. Carpinelli, and P. Verde, "Power Quality Indices in Liberalized Markets," *Power Qual. Indices Lib. Mark.*, pp. 1–272, 2009.
- [41] P. Quality, *Handbook of Power Quality Edited by Angelo Baggiini*. John Wiley & Sons, Ltd., 2008.
- [42] A. C. RENCHER, *Methods of Multivariate Analysis.*, Second. John Wiley and Sons, 2 ed., 740p., 2002.
- [43] D. W. Johnson, Richard A. & Wichern, *Applied Multivariate Statistical Analysis*, Sixth Edit. New Jersey: Pearson Education, Inc. Pearson Prentice Hall, 2007.
- [44] F. H. C. Marriot, *The Interpretation of Multiple Observations.*, First. London: Academic Press Inc (Dec. 1974), 1974.
- [45] H. (1933) HOTELLING, "Analysis of a Complex of Statistical Variables into Principal Components," *J. Educ. Psychol.*, vol. 24, pp. 417–441, 1933.
- [46] J. et al Gabrielsson, "Multivariate Methods in the Development of a New Tablet Formulation," vol. 29, no. 10, pp. 1053–1075, 2003.
- [47] D. C. Montgomery, *Applied Statistics and Probability for Engineers Third Edition*, Third., vol. 37, no. 4. Phoenix USA: Library of Congress Cataloging-in-Publication Data Montgomery, 2003.
- [48] J. M. Filho, J. M. de Carvalho Filho, A. P. Paiva, P. V. G. de Souza, and S. Tomasin, "A PCA-based approach for substation clustering for voltage sag studies in the Brazilian new energy context," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 136, pp. 31–42, 2016.
- [49] K. Yeomans and P. Golder, "The Guttman-Kaiser criterion as a predictor of the number of common factors," *Stat.*, vol. 31, no. 3, pp. 221–229, 1982.
- [50] SEL, "Schweitzer Engineering Laboratories." [Online]. Available: <http://www.selinc.com.br/>. [Accessed: 01-Jan-2016].
- [51] Aspen, "DistriView: An integrated analysis tool for distribution engineers," 2014. [Online]. Available: [www.aspenic.com/web](http://www.aspenic.com/web).
- [52] Juan Carlos Cebrian Amasifen, "Metodologias para avaliação de riscos e dos custos de interrupções em processos causados por faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica.," Universidade de São Paulo USP, 2008.
- [53] minitab, "www.minitab.com," *Minitab Statistical Glossary*, 2016. .
- [54] J. M. Romero, "Estatística aplicada as ciencias policiaais.pdf," *Web*, vol. 53, no. 9, pp. 1689–1699, 2016.
- [55] A. E. Legarreta, J. H. Figueroa, and J. A. Bortolin, "An IEC 61000-4-30 class a - Power quality monitor: Development and performance analysis," in *Proceeding of the International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation, EPQU*, 2011, pp. 459–464.
- [56] ONS, "Submódulo 25.6 - Indicadores de qualidade de energia elétrica – frequência e tensão," Brasília DF, 2010.
- [57] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS, "IEEE Std 446 - IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for

- Industrial and Commercial Applications,” *IEEE Std 446-1995 [The Orange Book]*. pp. 1–320, 1996.
- [58] J. Horak, “Power quality: Measurements of sags and interruptions,” *Proc. IEEE Power Eng. Soc. Transm. Distrib. Conf.*, pp. 733–739, 2006.
- [59] EPRI, “Power Quality Benchmark Results and Analytical Tools,” *Power Deliv. Util. - Distrib. Util.*, p. 120.
- [60] UNIPEDA, “Measurement Guide for Voltage Characteristics,” 1995.

## APÊNDICES

## APENDICE A - ASPECTOS DE MEDIÇÃO DE VTCDs

### A.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Conforme recomendado no Módulo 8 do PRODIST [1], a apresentação de resultados de medição de VTCDs é a opção atual para as concessionárias de distribuição de energia elétrica brasileiras, haja vista a não parametrização desse fenômeno de Qualidade da Energia Elétrica. A recomendação atende apenas parcialmente a necessidade da indústria, notadamente a que ainda não se estabeleceu e analisa as opções existentes em busca do atendimento às suas necessidades, tecnicamente e economicamente. Ressalte-se, todavia, que a ANEEL encontra-se em vias de parametrizar VTCD pelo Fator de Impacto descrito no capítulo 2 desta tese.

Na análise econômica de um novo empreendimento industrial são contemplados, além dos custos de implantação, os incentivos fiscais e os futuros prejuízos decorrentes das paradas e perdas de produção a serem causadas pelas VTCD; inclua-se nessa análise a opção de investimentos para mitigação desses efeitos. De toda forma, o empresário precisa conhecer a realidade da rede elétrica que suprirá a sua indústria, donde a solicitação de informações relativas ao histórico de 10 anos de VTCD constante no início desta tese.

Do ponto de vista de engenharia é de um valor enorme para a distribuidora EDP Escelsa os resultados de medições de VTCD por um ano nas barras monitoradas. Na verdade, mesmo naquelas barras em que não se teve um ano completo de medições, a informação disponibilizada é muito útil e importante, uma vez que norteia a expectativa quanto ao número esperado de eventos de VTCD por ano.

Para a proposição de parâmetros de referência, um ano de medições não basta. Não é representativo estatisticamente. A literatura internacional, amplamente investigada no Estado da Arte, recomenda a simulação de VTCD com dados confiáveis das empresas de energia elétrica. A opção adotada nesta tese foi simulação de VTCD por 100 anos, contemplando as redes elétricas de alta e média tensão das distribuidoras. Os aspectos de Medição e Simulação de VTCD envolvidos na metodologia são apresentados neste capítulo.

### A.2 MÉTODO DE MEDIÇÃO

Os tópicos seguintes envolvem a etapa de medição de VTCD realizada no referido projeto de pesquisa e na elaboração da tese. Tais tópicos envolvem os seguintes assuntos:

- Apresentação da rede de monitoramento de VTCD, incluindo uma rápida descrição

dos equipamentos utilizados e também da localização dos mesmos nos sistemas;

- Definição de conceitos sobre VTCD utilizados no tratamento das medições e apresentação dos resultados, tomando como base as normas vigentes;
- Detalhamento das estratégias utilizadas durante o tratamento dos registros de VTCD recebidos dos medidores de QEE;
- Descrição da organização e da apresentação dos resultados de medição utilizados nos relatórios do projeto.

### A.3 DESCRIÇÃO DO MEDIDOR DE QEE

Para medição da tensão no barramento de média tensão das subestações escolhidas como amostra, utilizou-se o qualímetro SEL-734[50], fabricado pela Schweitzer Engineering Laboratories[50]. Esse medidor permite conexão através de rede ethernet, viabilizando o acesso remoto àqueles pontos de medição onde se dispõe desta estrutura. Também como um aspecto importante e adicional, este equipamento possui um software com interface simples para parametrização, há uma vasta quantia de parâmetros a serem ajustados, permitindo inúmeras possibilidades de ajustes. Desta forma, foi proposto um conjunto de ajustes único que foi configurado em todos medidores instalados, de modo a se obter padronização nas medições. Dentre os diversos parâmetros a serem configurados no equipamento, os de maior relevância para o projeto em questão são os relatórios VSSI (*“Voltage Sags, Swells and Interruptions”*), que capturam distúrbios de tensão e apresentam as informações resumidas em forma de tabela ou detalhadas por oscilografia, conforme a IEC 61000-4-30[55] ou curvas CBEMA/ITIC. Segundo o Módulo 8 do PRODIST[1], os equipamentos de medição devem ter no mínimo uma taxa de amostragem de 16 amostras/ciclo, conversor A/D para sinal de tensão com 12 bits, precisão de 1% da leitura e os valores eficazes devem ser calculados a partir das amostras coletadas em janelas sucessivas de doze ciclos (0,2 segundos) a quinze ciclos (0,25 segundos). Esse protocolo é aplicável à medição de tensão de regime permanente, com o objetivo de calcular os indicadores DRP e DRC. Portanto, não é aplicável a VTCD.

O Qualímetro utilizado contempla e até supera os requisitos mínimos. Visto que os principais resultados apresentados se baseiam no valor eficaz das tensões, é importante ressaltar que o SEL-734[50] realiza os cálculos deste valor eficaz atualizando a cada nova amostra do sinal, ou seja, faz a atualização ponto a ponto. Portanto, com esta janela de cálculo “deslizante”, obtém-se um valor eficaz na mesma taxa de amostragem do sinal. O medidor

também disponibiliza os dados da oscilografia original de cada sinal, permitindo análises mais apuradas do evento. Porém, para o escopo do projeto não é necessário obter as oscilografias, mesmo porque seria difícil realizar a transmissão destes dados naqueles pontos de medição onde não se dispõe de estrutura de rede ethernet. Ficou acordado que apenas uma tabela contendo o resumo dos eventos seria tratada, pois já possui todas as informações necessárias para o estudo, conforme é apresentado na Figura A-1.

FileType	Version	Date	Time	ChartField	TimeSource	Recorder	Scale	Units	ChartSubType									
VSSI	5.0.1.1	07/29/13	15:05:54.849	ChartField	Internal	0	Unknown	Secondar	Unknown									
RecNum	Date	Time	Phase	Status														
-1	1	2	14	15														
3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13								
la	lb	lc	lg	In	Vbase-a	Va	Vbase-b	Vb	Vbase-c	Vc								
DeviceID	FID	TID	VBASE															
DJ-05 SEC TR 1 S3	"SEL-734-R204-V0-Z103103-D20101008"	"ETD BRR BARRA 3"	116.8499985															
Event	Date	Time	Duration	Type	Magnitude	Violation	First	Last	Start	End								
#0165	01/06/2013	09:13:28.030	000:00:00.595	SAG	62.29999924	"ND"	6842	6920	6854	6905								
#0166	07/06/2013	09:02:43.622	000:00:00.041	SAG	80.5	"SR"	6921	6958	6933	6943								
#0167	07/06/2013	09:02:44.900	000:00:00.883	SAG	76.30000305	"ND"	6959	7067	6971	7052								
#0168	07/06/2013	09:03:10.921	000:00:00.821	SAG	76	"ND"	7068	7173	7080	7158								
#0169	09/06/2013	09:23:04.153	008:19:15.064	SAG	0	"ND"	7174	7236	7186	7221								
#0170	09/06/2013	09:23:04.170	008:19:15.041	INT	0	"ND"	7190	7219	7190	7219								
#0171	22/06/2013	11:24:09.804	000:00:00.015	SAG	78.90000153	"SR"	7237	7267	7249	7252								
ChartField	Date	Time	la	lb	lc	lg	In	Vbase-a	Va	Vbase-b	Vb	Vbase-c	Vc	Phase	Status			
0	11/05/2012	08:01:00.624	50.8	49.7	48.3	0.4	0	116.72	98.3	117.19	98.2	116.85	96.7	...	P			
1	11/05/2012	08:01:00.628	50.8	49.7	48.2	0.4	0	116.72	98.3	117.19	98.1	116.85	96.6	...	P			
2	11/05/2012	08:01:00.632	51.1	49.8	48.3	0.4	0	116.72	98.3	117.19	98.1	116.85	96.6	...	P			
3	11/05/2012	08:01:00.637	51.1	50	48.5	0.4	0	116.72	98.3	117.19	98.2	116.85	96.7	...	P			
4	11/05/2012	08:01:00.641	51	50.1	48.4	0.4	0	116.72	98.3	117.19	98.2	116.85	96.7	...	P			
5	11/05/2012	08:01:00.645	51	50	48.4	0.4	0	116.72	98.3	117.19	98.2	116.85	96.6	...	P			
6	11/05/2012	08:01:00.649	51	49.9	48.4	0.4	0	116.72	98.2	117.19	98.1	116.85	96.6	...	P			

Figura A-1 - Exemplo de arquivo com resumo dos eventos de um medidor

#### A.4 REDE DE MEDIÇÃO

A alocação dos monitores de qualidade da energia elétrica visando às medições de VTCD foi definida de forma determinística pela distribuidora envolvida no projeto. Apesar de bibliografias apresentarem métodos para a alocação ótima dos monitores, no estudo em questão optou-se pela escolha dos pontos a serem monitorados com base no conhecimento dos especialistas da distribuidora, levando em conta a concentração de consumidores sensíveis a VTCD e características particulares dos sistemas em cada região. Foram instalados 30 medidores na rede da EDP Escelsa e os dados foram obtidos via remota mensalmente.

A Figura A-2 repete a Distribuição geográfica das subestações monitoradas da EDP Escelsa.

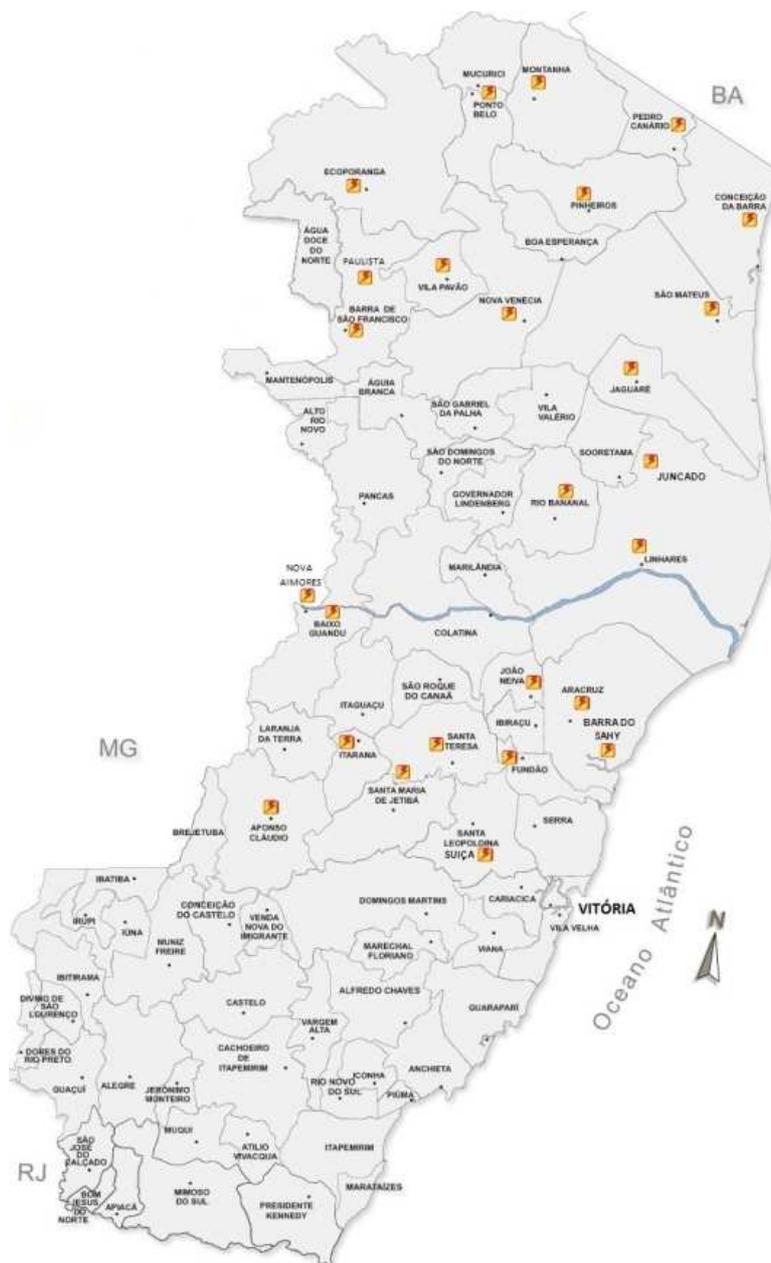


Figura A-2 - Distribuição das subestações monitoradas da EDP Escelsa

## A.6 PROCESSAMENTO DOS RESULTADOS DE MEDIÇÕES DE VTCD

A partir da tabela resumo das medições mostrada na descrição dos medidores, foi desenvolvida uma rotina no software MatLab para realizar sua leitura, os processamentos de cálculos e a organização dos resultados. Desta forma, o primeiro passo da rotina é a leitura da tabela de medições, retirando dela somente aquelas informações relevantes sobre cada evento: dia, horário, amplitude e duração. Com estas informações, é processada a agregação temporal dos eventos de acordo com a proposta do PRODIST[1]. O equipamento já fornece a

amplitude dos eventos de acordo com o procedimento de agregação de fases segundo a união das fases. De posse da relação dos eventos obtida após as agregações, a rotina os organiza através de uma contagem de eventos por faixas de amplitude e duração. A definição dessas faixas partiu de proposta constante no submódulo 2.8 dos Procedimentos de Rede do ONS[56]. Como última etapa do trabalho com as medições, as medições mensais são agrupadas em uma única tabela com resultados anuais para cada faixa de amplitude e duração.

#### A.7 APRESENTAÇÃO DOS RESULTADOS

A primeira forma de apresentar os resultados de medição é através da tabela de contagem de eventos por faixas de amplitude e duração. Conforme comentado anteriormente, foram feitas algumas modificações na divisão proposta pelos Procedimentos de Rede do ONS. Uma das modificações foi acrescentar uma faixa que contemple os eventos com duração entre 0,5 e 1 ciclo. Analisando as primeiras medições realizadas, verificou-se uma grande quantidade de eventos nesta faixa e, portanto, criou-se esta divisão. A segunda modificação foi de se acrescentar uma faixa de durações acima de 1 minuto. Visto que a definição de VTCD pelo PRODIST[1] prevê eventos de até 3 minutos, então esta última faixa contempla eventos com duração entre 1 e 3 minutos. Finalmente, a faixa de duração que, na proposta do ONS, deveria contemplar eventos com duração entre 1 ciclo e 300 ms, foi dividida em duas, pois nela se concentram muitos eventos. Assim, a primeira delas apresenta eventos entre um ciclo e 100 ms e a segunda entre 100 e 300 ms, permitindo uma melhor análise dos resultados. A Tabela A-1 mostra a tabela utilizada para classificação dos eventos.

Tabela A-1 - Proposta de tabela ONS com acréscimo de colunas [56]

Amplitude [pu]\Duração	[8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	> 3min
(0.85 - 0.90]									
(0.80 - 0.85]									
(0.70 - 0.80]									
(0.60 - 0.70]									
(0.50 - 0.60]									
(0.40 - 0.50]									
(0.30 - 0.40]									
(0.20 - 0.30]									
[0.10 - 0.20]									
<0.10									

Após observar as primeiras tabelas de resultados, foi sugerida uma modificação visual onde as células deveriam ser coloridas de acordo com o seu valor. Assim, a intensidade dessas cores indica a maior ou menor quantidade de eventos. Além disso, foram inseridos valores acumulados em cada faixa de amplitude e duração, apresentando este resultado na coluna à direita e na linha inferior, respectivamente.

Finalmente, a última mudança na tabela foi inserção de três quantitativos no canto inferior direito: total de eventos, número de eventos excluídos da tabela e número de eventos agregados. O primeiro deles se refere à soma de todas as células da tabela. O total de eventos excluídos da tabela mostra quantos eventos foram registrados pelos medidores, mas por apresentarem durações inferiores a 0,5 ciclos, não foram contabilizados. A contagem de eventos agregados mostra a quantidade de eventos que foram excluídos devido à agregação temporal. O somatório desses valores de eventos excluídos, agregados e total resulta na quantidade total de registros de VTCD do arquivo VSSI do medidor, conforme Tabela A-2.

Tabela A-2 - Proposta de tabela destacando mapas de intensidade de cores

Amplitude [pu]\Duração	(8.33 - 16.67]ms	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg)	(1 - 3]seg	(3seg - 1min)	(1 - 3]min	> 3min	
(0.85 - 0.90)	6	10	12	6	0	0	0	0	0	34
(0.80 - 0.85)	11	4	3	2	0	2	0	1	0	23
(0.70 - 0.80)	6	0	4	0	2	2	0	0	0	14
(0.60 - 0.70)	1	0	1	1	0	0	0	0	0	3
(0.50 - 0.60)	0	0	0	0	5	0	0	0	0	5
(0.40 - 0.50)	0	0	0	0	1	0	0	0	0	1
(0.30 - 0.40)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.20 - 0.30)	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
[0.10 - 0.20]	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
<0.10	0	0	1	0	0	0	0	0	0	1
	24	14	23	9	8	4	0	1	0	83 eventos no total
										20 eventos excluídos
										33 eventos agregados

A preparação de uma tabela para cada mês de medição permite que os resultados mensais sejam comparados. Para mostrar a evolução temporal da quantidade de medições, são propostas duas formas de apresentação dos seus valores: em tabela, como a apresentada na Tabela A-3, ou em gráfico, como a Figura A-3. Quando a mesma subestação possuir mais de um ponto de medição, tanto a tabela quanto o gráfico farão a apresentação de todos eles.

Tabela A-3- Proposta de tabela para série temporal

SD	Trafo	2012						2013						Total de Eventos
		Jul.	Ago.	Set.	Out.	Nov.	Dez.	Jan.	Fev.	Mar.	Abr.	Mai	Jun.	
	TR1													
	TR2													

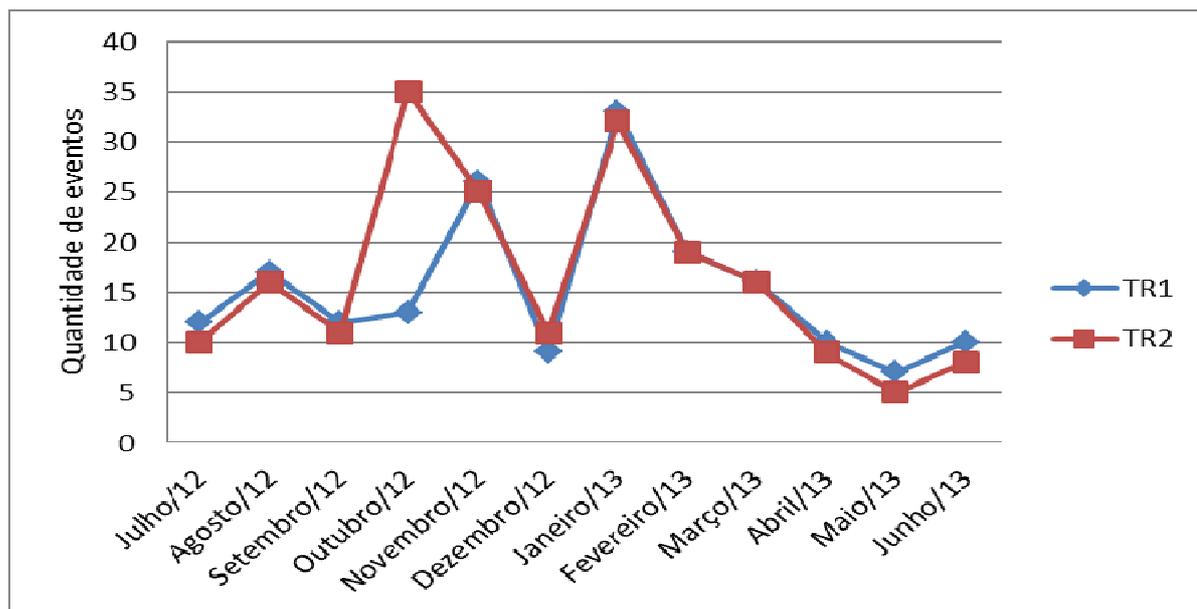


Figura A-3 - Evolução temporal das medições em pontos da mesma subestação

A partir da tabela pode ser preparado um gráfico tridimensional que apresenta as três grandezas simultaneamente: amplitude, duração e frequência. O resultado é um gráfico tridimensional conforme mostrado na Figura A-4.

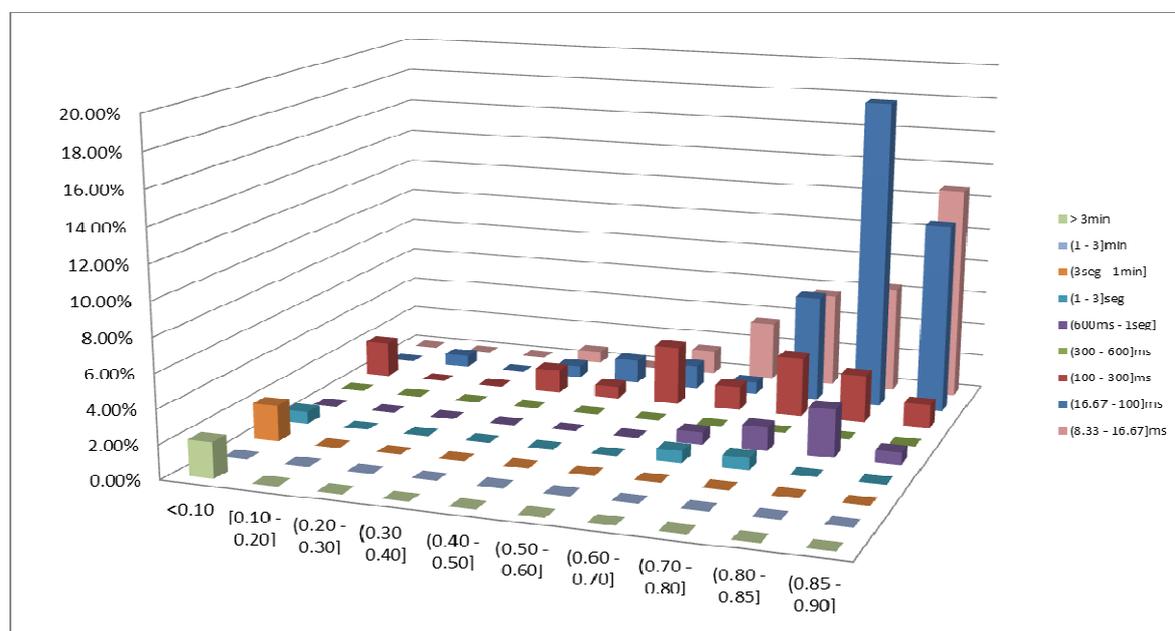


Figura A-4 - Distribuição conjunta de eventos em 12 meses de uma barra monitorada

## A.8 FREQUÊNCIA ACUMULADA DA AMPLITUDE E DURAÇÃO DOS EVENTOS

Os mesmos resultados permitem que sejam traçados outros tipos de gráficos, tais como frequência acumulada das amplitudes e frequência acumulada das durações. Os gráficos de frequência acumulada são essenciais já que com eles pode-se analisar, de maneira direta, a

concentração de eventos em uma determinada faixa de valores. As Figuras A-5 e A-6 mostram os gráficos da frequência acumulada para duração e amplitude, respectivamente. Pode-se observar na Figura A-5 que aproximadamente 90% dos dados se concentram na faixa de durações de até um segundo, enquanto que na Figura A-6 esta mesma porcentagem é vista para intensidades entre 0,4 e 0,9 p.u.

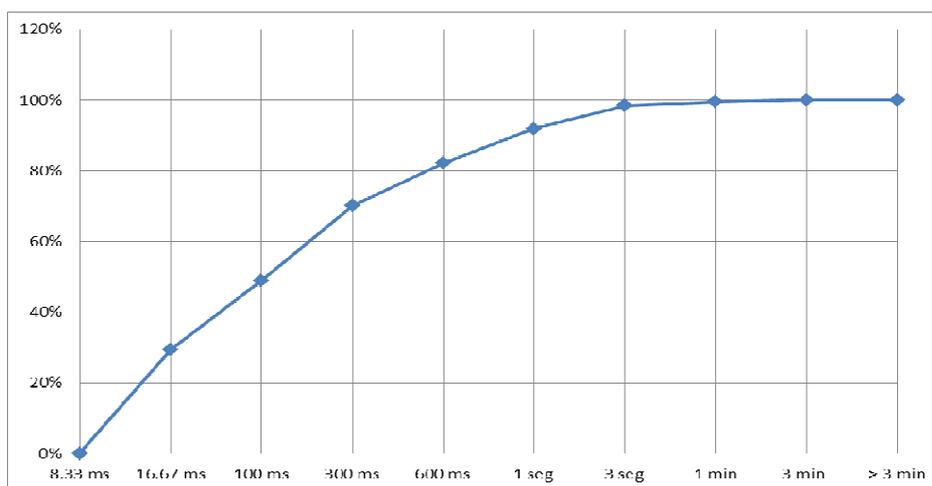


Figura A-5 - Gráfico de frequência acumulada da duração de eventos

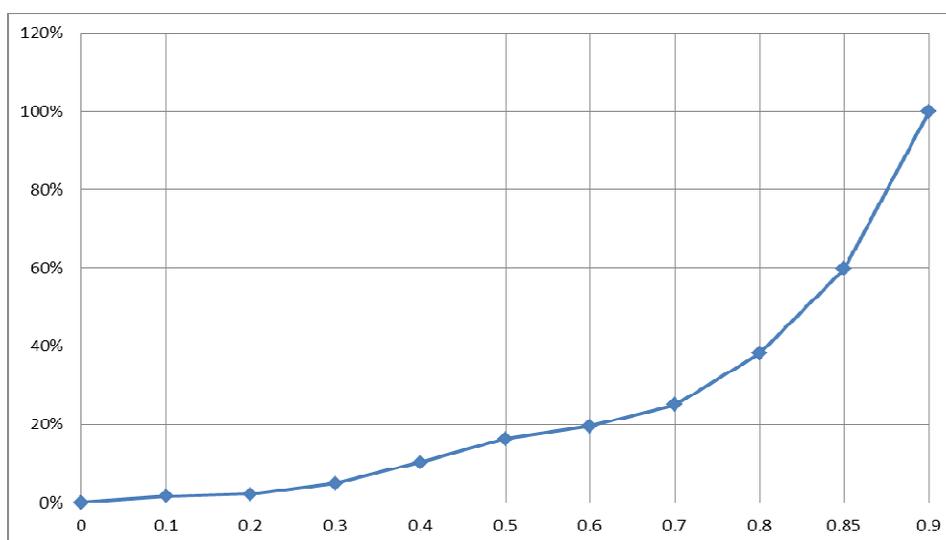


Figura A-6 Gráfico de frequência acumulada da amplitude de eventos

Com o crescimento do uso de computadores e equipamentos de TI, que são muito sensíveis às variações de tensão de curta duração, tornou-se necessário padronizar as condições de teste para verificar a suportabilidade de tais equipamentos diante desses distúrbios. Como guia para os fabricantes de equipamentos de informática, os EUA estabeleceram na norma ANSI/IEEE Std.446 [57] a curva CBEMA [58] propondo metas a serem alcançadas pelas fontes e dispositivos que alimentam computadores com relação às variações de tensão e respectivas durações suportáveis.

## A.9 A CURVA ITIC[17]

A Figura A-8 ilustra uma curva ITIC com os eventos de VTCD, muito relevante para quantificar eventos que causam possíveis desligamentos e queimas de equipamentos.

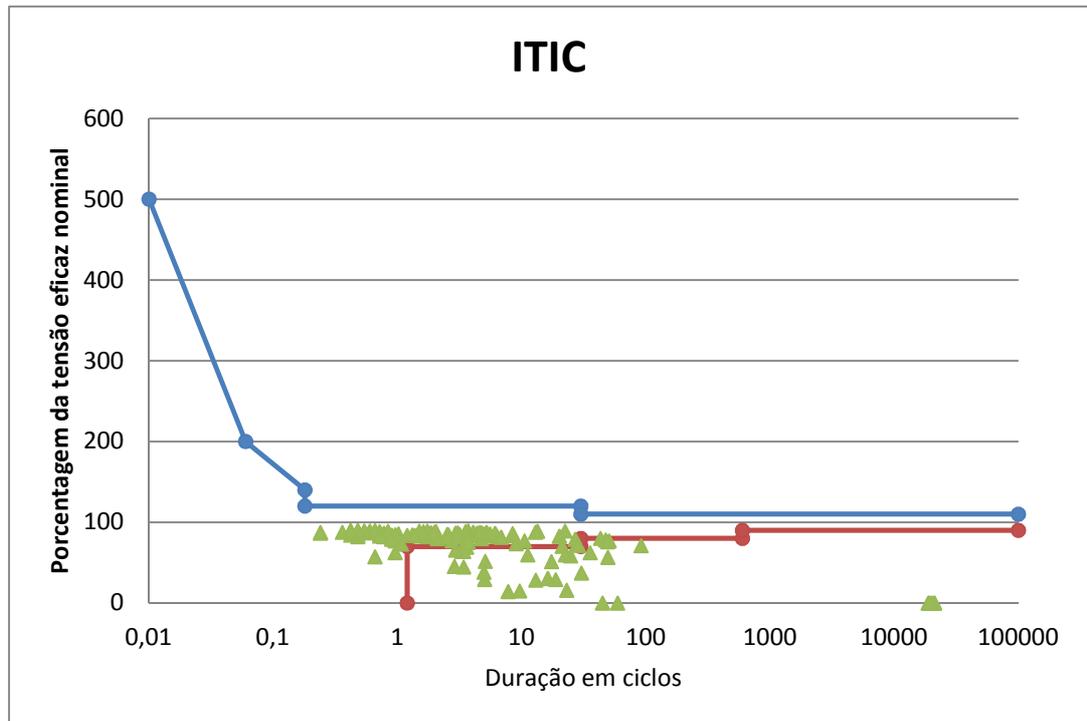


Figura A-7 - Curva ITIC com eventos de VTCD[17]

## APENDICE B – OBTENÇÃO DO NÚMERO DE EVENTOS DE VTCD E SEUS PARÂMETROS (AMPLITUDE E DURAÇÃO)

O indicador a ser utilizado para conhecimento do desempenho de um determinado barramento do sistema de distribuição com relação às VTCD corresponde ao número de eventos agrupados por faixas de amplitude e duração, discretizados conforme critério estabelecido a partir de levantamento de medições.

### B.1 AGREGAÇÃO DE FASES

Num determinado ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento fase-neutro. Assim sendo, eventos fase-neutro simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases). A agregação de fases foi feita pelo critério de união de fases: a duração do evento é definida como o intervalo de tempo entre o instante em que o primeiro dos eventos fase-neutro transpõe determinado limite e o instante em que o último dos eventos fase-neutro retorna para esse limite, conforme mostrado na Figura B-1[1].

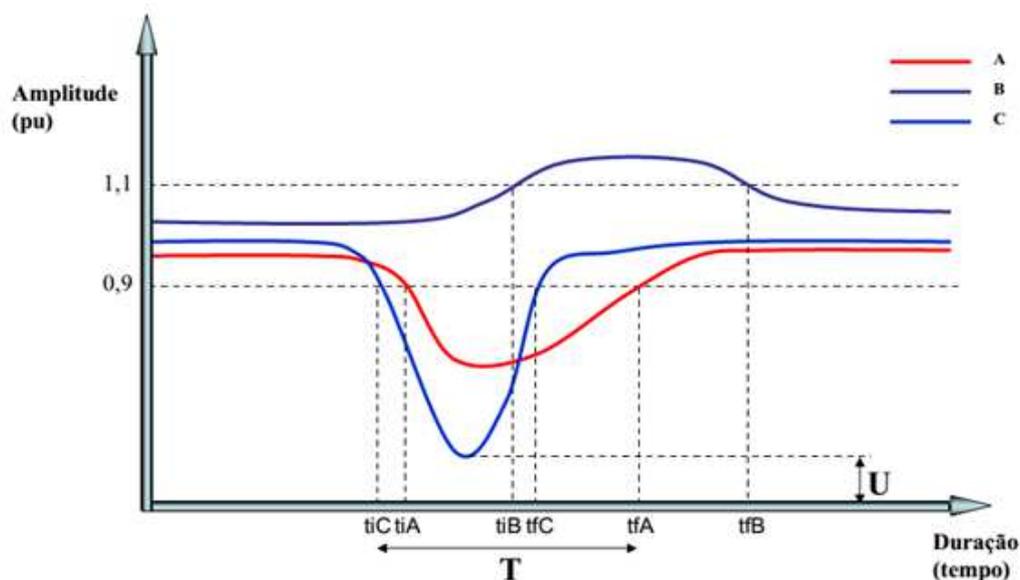


Figura B-1 - Agregação de fases segundo a união das fases[1]

### B.2 AGREGAÇÃO TEMPORAL

A agregação temporal foi feita segundo a ANEEL[1], onde eventos consecutivos em um período de três minutos no mesmo ponto são agregados compondo um único evento.

### B.3 FORMAS DE APRESENTAÇÃO DE RESULTADOS

A apresentação dos resultados deste trabalho se dará por diferentes formas, sendo através de apenas um número, em tabelas ou por curvas. Será analisado qual delas adotar para o resultado mais satisfatório. Para os resultados presentes na Tabela ONS, a definição das faixas utilizadas partiu de proposta do submódulo 2.8, Procedimentos de Rede do ONS[56].

Em um primeiro momento, utilizou-se uma faixa que contemplasse os eventos com duração entre 0,5 e 1 ciclo, em decorrência da quantidade expressiva de eventos nesta faixa. Entretanto, para tornar coerente a comparação com a forma de apresentação de resultados da NRS 048, esta faixa foi retirada da análise. A segunda modificação acrescentou uma faixa de durações acima de 1 minuto, visto que a definição de VTCD pelo PRODIST prevê eventos de até 3 minutos; então esta última faixa contempla eventos com duração entre 1 e 3 minutos.

Finalmente, a faixa de duração que na proposta do ONS deveria contemplar eventos com duração entre 1 ciclo e 300 ms foi dividida em duas, devido à alta concentração de eventos nesta faixa: a primeira apresenta eventos entre 1 ciclo e 100 ms e a segunda entre 100 e 300 ms, permitindo uma melhor análise dos resultados.

A Tabela B-1 mostra a tabela utilizada para classificação dos eventos nesta tese[56].

Tabela B-1 - Proposta de tabela ONS com acréscimo de colunas [56]

Amplitude [pu]\Duração	(16.67 - 100]ms	(100 - 300]ms	(300 - 600]ms	(600ms - 1seg]	(1 - 3]seg	(3seg - 1min]	(1 - 3]min	
(0.85 - 0.90]	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.80 - 0.85]	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.70 - 0.80]	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.60 - 0.70]	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.50 - 0.60]	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.40 - 0.50]	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.30 - 0.40]	0	0	0	0	0	0	0	0
(0.20 - 0.30]	0	0	0	0	0	0	0	0
[0.10 - 0.20]	0	0	0	0	0	0	0	0
<0.10	0	0	0	0	0	0	0	0
	0	0	0	0	0	0	0	0

Outra forma de apresentação dos resultados é a norma NRS 048-2 [30]. Esta também teve o acréscimo de uma faixa que vai de 3 segundos a 1 minuto, e outra que vai de 1 minuto a 3 minutos. Este acréscimo deu pela maior facilidade, além de maior coerência, ao se comparar os valores dos números de afundamentos de tensão com a Tabela ONS[56]. O valor inicial de 16,67 ms é diferente do valor encontrado na norma (20 ms), já que na África do Sul é vigente a frequência de 50 Hz, e no Brasil 60 Hz. Desta forma, a Tabela B-2 mostra a tabela NRS 048-2 utilizada para classificação dos eventos[30].

Tabela B-2 - Proposta de tabela NRS 048 com acréscimo de colunas[30]

Tensão Remanescente\Duração	(16,67 - 150] ms	(150 - 600] ms	(0.6 - 3] s	(3s - 1min]	(1 - 3]min
(0.85 - 0.90]	0				
(0.80 - 0.85]			0		
(0.70 - 0.80]		0		0	
(0.60 - 0.70]	0	0			
(0.40 - 0.60]	0				0
(0.00 - 0.40]	0				

Para análise através de curvas, são usadas as curvas ITIC e SEMI. A curva ITIC é uma importante ferramenta para estimação de desligamentos em computadores e equipamentos de TI. Como há predominância de afundamentos de tensão, já que elevações de tensão são raras, a curva mostra apenas duas regiões, descritas abaixo e mostradas na Figura B-3[5]:

- Região A – Eventos que podem causar desligamento de processos;
- Região B – Eventos que não causam desligamento de processos;

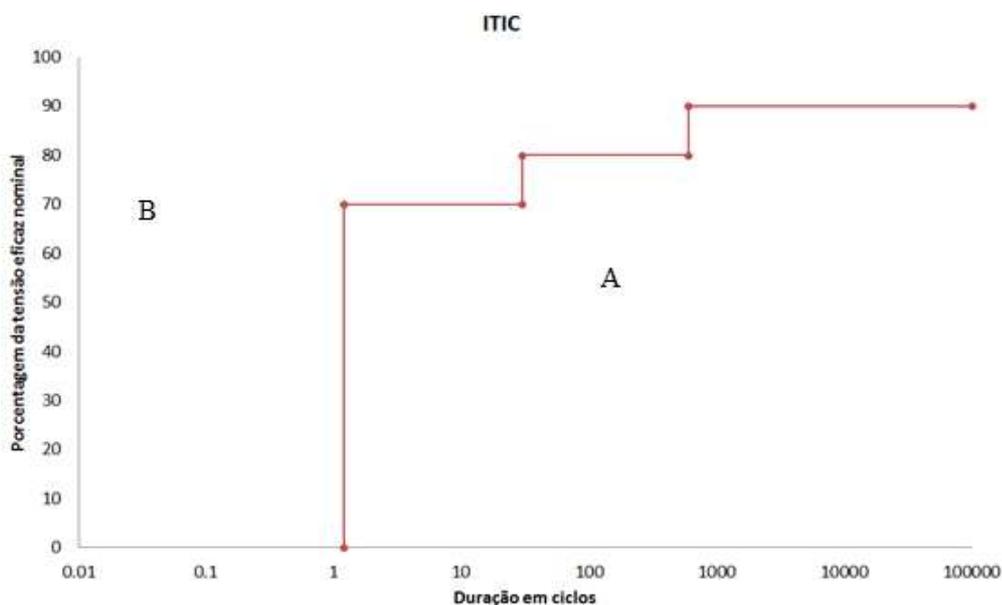


Figura B-3 - Proposta de curva ITIC[5].

A curva SEMI[58] é utilizada para estimar os desligamentos de equipamentos e processos ligados a fabricantes de semicondutores. Ao contrário da curva ITIC, não houve necessidade de alteração em sua estrutura, já que a curva SEMI contempla apenas os distúrbios de afundamento de tensão, não contemplando as elevações de tensão. A região A é correspondente aos eventos que podem causar desligamentos, e a região B, corresponde aos eventos que não causam desligamentos.

A Figura B-4 mostra a curva SEMI utilizada neste trabalho[58].

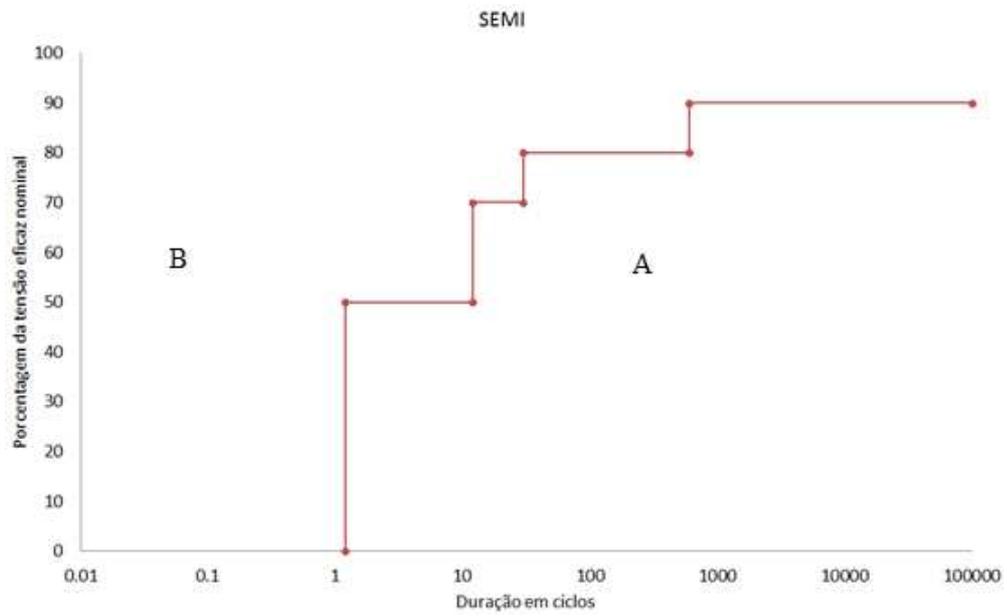
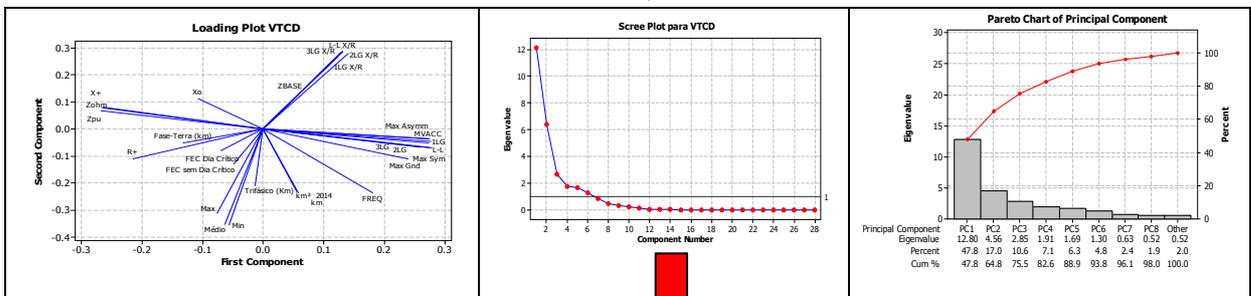


Figura B-4 - Proposta de curva SEMI[58]

## APENDICE C - FLUXOGRAMA PARA FORMAÇÃO DE CONJUNTOS DE SUBESTAÇÕES SEMELHANTES PARA VTCDs

No.	Bus Name	kV	F&T	Subestação	Taxa de Falta	Real	Eventos Simulados			Julho 2012 a Junho 2013		FREQ
						Medição	Min	Médio	Max	FEC sem Dia Crítico	FEC Dia Crítico	
22354	AR 5TR2 13.8	13,8	8,91623	Aracruz	235	79	47	61,22	82	5,567	6,531	1130,000
22079	B. GUANDU13.8	13,8	8,51464	Baixo Guandu	126	72	28	43,69	64	5,070	7,392	1136,000
22222	BSA7TR1-13.8	13,8	8,80336	Barra Sahy	404	77	53	76,7	104	9,592	12,531	1014,000
22358	EC 5TR1 13.8	13,8	14,7139	Ecoporanga	90	216	94	117,38	142	6,163	9,481	941,000
22351	IT 5TR1 13.2	13,2	13,1339	Itarana	192	172	92	114,3	132	10,329	11,885	2672,000
22365	JG 7TR2 13.8	13,8	9,13779	Jaguaré	206	83	58	88,81	109	6,490	7,317	1561,000
22353	JN7TR12 13.8	13,8	12,0208	João Neiva	212	144	88	114,02	134	10,575	12,225	2029,000
22369	JUNCADO 13.8	13,8	16,4164	Juncado	184	269	138	171,59	214	14,668	16,040	1298,000
22355	LN 7TR2 13.8	13,8	12,8647	Linhares A*	279	165	139	169,45	197	10,538	11,677	3116,608
22362	LN 7TR1 13.8	13,8	12,227	Linhares C*	474	149	73	96,79	128	10,538	11,677	2814,392
22245	MONTAN 13.2A	13,2	17,4212	Montanha	100	303	125	159,5	183	10,253	11,166	891,000
22356	NV7TR3-13.8	13,8	10,8857	Nova Venecia	174	118	95	123,79	156	8,695	11,118	2392,000
22373	PL-5TR1 13.8	13,8	13,2853	Paulista	97	176	71	93,52	187	10,062	12,781	193,000
22359	PH5TR12 13.2	13,2	15,6365	Pinheiros	148	244	107	134,94	154	10,253	11,166	1477,000
22350	ST 5TR2 13.2	13,2	17,7341	Santa Tereza	203	314	86	109,26	129	13,109	15,398	1899,000
22357	SF 5TR1 13.8	13,8	13,5831	São Francisco	159	184	135	164,92	200	8,135	10,796	2006,000
22417	SU 5TR1 13.8	13,8	16,171	Suiça	83	261	38	56,83	76	13,109	15,398	521,000

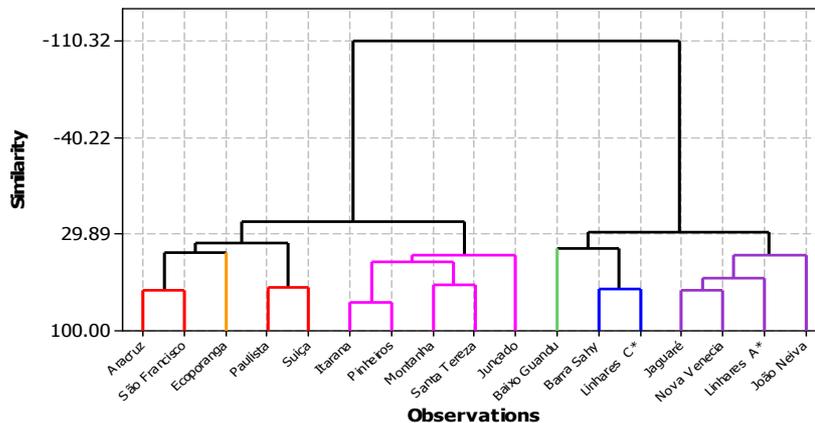


	C34	C35	C36	C37	C38	C39
PC1	-2,01702	-2,10396	2,62906	-1,56337	-0,98117	0,23009
PC2	3,95004	-4,84537	-1,05566	0,92348	3,14480	0,96312
PC3	3,21783	-3,05829	-0,64270	0,79482	-1,84850	0,73430
PC4	-6,38483	-0,84480	1,24854	-2,38303	1,80784	-0,09626
PC5	1,18736	2,98957	0,36291	1,58670	0,78472	-0,47361
PC6	3,94138	0,52927	2,03652	-1,32662	-0,05357	0,14873
PC7	2,67032	0,86081	-2,40211	-2,64830	-0,22235	-3,26370
PC8	-2,95538	3,29492	-2,45962	-1,34078	-1,30038	2,43127
PC9	3,76876	3,31833	-1,46702	-0,98974	1,98005	1,15742
PC10	4,98171	-0,22395	0,16209	0,27509	-2,46794	0,72162
PC11	-4,63503	0,72332	1,55993	2,14306	0,50777	-0,34557
PC12	3,61192	-0,00734	2,54050	0,49104	0,20289	-1,02340
PC13	-3,23670	-2,31229	-0,16115	-0,12017	-1,36034	-0,17571
PC14	-0,94779	2,58011	-0,17305	1,49259	0,85197	0,03339
PC15	-1,98770	1,59261	-0,81602	2,48190	-0,94463	-1,29736
PC16	-1,32941	0,67851	2,00007	-0,37450	-0,11511	0,62308
PC17	-3,83545	-3,17143	-3,00000	0,55784	0,01396	-0,36740

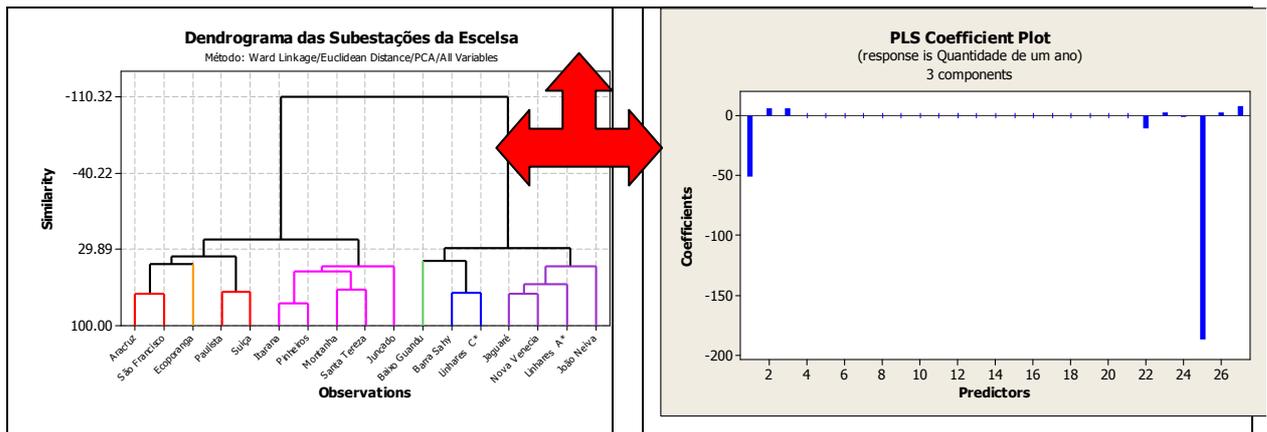
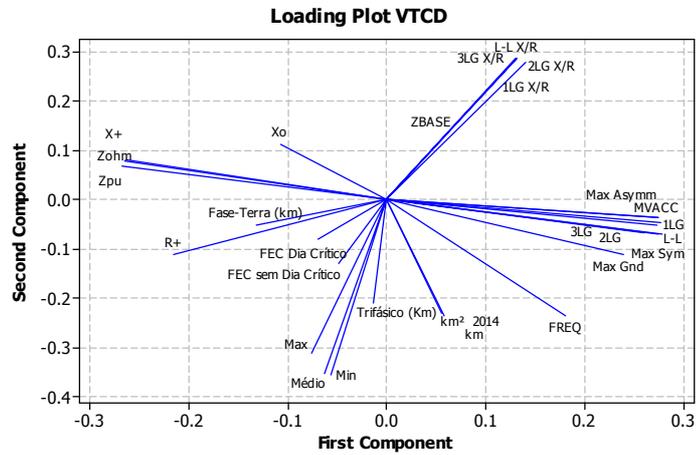


### Dendrograma das Subestações da Escelsa

Método: Ward Linkage/Euclidean Distance/PCA/All Variables



## APENDICE D – RESULTADOS INTERMEDIÁRIOS PARA FORMAÇÃO DE CONJUNTOS DE SUBESTAÇÕES SEMELHANTES PARA VTCDS



**ANEXOS**

## ANEXO A - INDICADORES DE VTCD EM LIVROS

### A.1 POWER QUALITY INDICES IN LIBERALIZED MARKETS

No livro de Paola Verdi, *Power Quality Indices in Liberalized Markets* [40] são citados os Indicadores de VTCD para índices de eventos, de barra (locais) ou de sistema.

Para índices de eventos são citados:

- VSA – Índice de Agressividade do Afundamento de Tensão, obtido pelo produto do afundamento pela duração do evento;
- PQI – Índice de Qualidade da Potência, obtido a partir da intensidade  $V$  e duração  $T$  do evento, o qual relacionado à Curva CBEMA permite obter a correspondente tensão na Curva e calcular o PQI. Índice PQI superior a 100 indica evento inaceitável para a Curva CBEMA;
- Referindo-se ao Guia IEEE P1564[28], Verdi[40] cita os dois índices: EVs – Energia do Afundamento de Tensão e Se – Severidade do Afundamento de Tensão e mostra que este último corresponde ao PQI, com a diferença deste ser relacionado à curva CBEMA enquanto a Se refere à curva SEMI.

Para Índices de Barras ou locais são citados:

- RFI –  $X_k$  – Índice de frequência de variação do valor da tensão eficaz em uma dada barra  $k$  abaixo de um determinado valor  $X$ ;
- AVDA $_k$  – Valor médio da amplitude da tensão residual do afundamento em uma dada barra  $k$  ou diferente percentil (95° ou 5°);
- N $_k$  – Número de afundamentos de tensão em uma dada barra  $k$ , equivalente ao índice RFI –  $X_k$  para  $X=90\%$  se a tensão de referência for 90%;
- Valor médio do índice de agressividade do afundamento de tensão ou percentis diferentes.

Os índices locais obtidos com o uso das curvas de tolerância de tensão são:

- SARFI - CBEMA;
- SARFI – ITIC;
- SARFI – SEMI;
- PQI local

Os índices SARFI acima medem em cada barra o número de eventos no plano amplitude versus duração que caem na região “não aceitável” da curva correspondente. O índice PQI local corresponde à soma dos valores PQI da barra monitorada.

Outros índices locais derivam dos índices de eventos Evs e Se. São eles:

- SEIk – Índice de energia do afundamento;
- ASEIk – Índice Médio da energia do afundamento;
- Sk – Índice de Severidade do afundamento da barra;
- ASk – Índice Médio da Severidade do afundamento da barra.

De modo diferente que por índices locais, o desempenho de uma barra é frequentemente caracterizado por tabelas de magnitude-duração dos afundamentos de tensão, o que permite a redução do número de índices a serem observados e gerenciados. Paola Verdi [40] menciona as tabelas da UNIPEDE DISDIP group, IEC 61000-2-8-2002, IEC 61000-4-11-2004 e a NRS 048-2-2007, da qual descreve as características de cada região.

Os índices de sistemas são obtidos a partir dos índices locais das barras monitoradas. Verdi[40] cita dois índices obtidos como média ponderada dos índices locais:

- SAVDA – média ponderada dos afundamentos de tensão do sistema;
- SARFI-X – média ponderada da frequência de variação da tensão eficaz do sistema para um dado valor residual de tensão X.

Outra forma de apresentar o desempenho do sistema em termos de afundamentos de tensão é através das tabelas de amplitude-duração dos eventos. Os valores de cada célula são obtidos através das médias dos valores correspondentes das tabelas das diversas barras.

Para avaliar o desempenho do sistema quanto às elevações de tensão são utilizados os mesmos índices descritos anteriormente. Por exemplo, no caso de índices considerando as curvas de tolerância de tensão deve-se considerar a parte da curva relacionada à sobretensão ao invés de subtensão.

## A.2 HANDBOOK OF POWER QUALITY

No livro *Handbook of Power Quality*[41], Angelo Baghini mostra que a formulação de índices numéricos de afundamentos de tensão é um compromisso entre a simplicidade de cálculo, a exatidão matemática e a representação da complexidade física do fenômeno. O autor cita diversos índices já apresentados em referências anteriores e alguns novos.

Entre os índices já citados estão a Severidade do afundamento de tensão (Se), a Energia do afundamento (Evs), e o índice de Qualidade da Potência (PQI). O índice da Energia do

Afundamento (SEI) é a soma das energias dos afundamentos ocorridos em determinado período em uma barra, e o índice Médio da Energia do Afundamento (ASEI) caracteriza a média das energias dos afundamentos ocorridos em determinada barra monitorada.

Os índices de sistemas são calculados pela média dos índices das barras. O autor cita ainda os índices SARFIx e SARFI - CURVE para medições em dada barra pelo período de 1 mês ou 1 ano, por exemplo. O índice SARFI - CURVE refere-se às curvas SEMI, CBEMA e ITIC.

Baggini [41] apresenta diversas vantagens e desvantagens do índice SARFI.

As vantagens citadas são:

- O reduzido número de índices SARFI facilita a comparação de diferentes sites, diferentes sistemas e das variações ano a ano;
- Devido à sua simplicidade o método é amplamente utilizado;
- O índice depende unicamente do número total de eventos. Quando os índices são usados para avaliar o desempenho do sistema haverá um forte incentivo para redução do número de faltas, o que tem um efeito positivo na confiabilidade do suprimento (número de interrupções).

Entre as desvantagens do SARFI citam-se:

- O índice não é adequado para avaliação da imunidade do equipamento;
- Toda a informação relativa à duração do distúrbio é perdida. Quando os índices são usados para avaliar o desempenho do sistema, não há incentivo para a redução dos tempos de interrupção das faltas. A duração pode ser introduzida como um parâmetro se for assumido que todos os afundamentos com tensão residual superior a X e duração maior que Y serão considerados.

Entre os novos índices citados está a Integral da Perda de Tensão, no qual a magnitude do afundamento de tensão é integralizada pelo seu tempo. Em caso de afundamento de tensão retangular, o resultado é obtido pela multiplicação da magnitude pela duração. O autor considera que este índice tem a desvantagem de que um evento de baixa magnitude e longa duração torna-se mais importante que vários afundamentos de tensão de curta duração.

Citando o EPRI, Baggini [41] cita três índices definidos pelo EPRI[59] de maneira análoga ao SARFI. São usados na avaliação quantitativa de afundamentos de tensão instantâneo, momentâneo e temporário conforme a Tabela A-1.

Tabela A-1 - Sumário de Índices conforme o EPRI[59]

	0,5 ciclos a 60 s	0,5 ciclos a 0,5 s	0,5 – 3 s	3 – 60 s
< 90%	SARFI <sub>90</sub>	SIARFI <sub>90</sub>	SMARFI <sub>90</sub>	STARFI <sub>90</sub>
< 80%	SARFI <sub>80</sub>	SIARFI <sub>80</sub>	SMARFI <sub>80</sub>	STARFI <sub>80</sub>
<70%	SARFI <sub>70</sub>	SIARFI <sub>70</sub>	SMARFI <sub>70</sub>	STARFI <sub>70</sub>
< 50%	SARFI <sub>50</sub>	SIARFI <sub>50</sub>	SMARFI <sub>50</sub>	STARFI <sub>50</sub>
<10%	SARFI <sub>10</sub>		SMARFI <sub>10</sub>	STARFI <sub>10</sub>

Os índices propostos pelo EPRI são descritos abaixo[59]:

- SIARFI<sub>x</sub> – Índice Instantâneo da Frequência Média de Variação do Valor Eficaz da Tensão – Para afundamentos de tensão com duração de 0,5 a 30 ciclos e valores de  $x = 90\%$ ,  $80\%$ ,  $70\%$  e  $50\%$ ;
- SMARFI<sub>x</sub> - Índice Momentâneo da Frequência Média de Variação do Valor Eficaz da Tensão – Representa o número médio de eventos medidos de variação de tensão com duração de 30 ciclos a 3 segundos e valores de  $x = 90\%$ ,  $80\%$ ,  $70\%$ ,  $50\%$  e  $10\%$  ocorridos em determinada barra de um consumidor em dado período;
- STARFI<sub>x</sub> - Índice Temporário da Frequência Média de Variação do Valor Eficaz da Tensão – É o número médio de eventos medidos de variação de tensão com duração de 3 a 60 segundos e valores de  $x = 90\%$ ,  $80\%$ ,  $70\%$ ,  $50\%$  e  $10\%$ .

## ANEXO B - INDICADORES DE VTCD CONFORME A NORMA IEEE 1564

Os indicadores para VTCD ainda não são uniformizados a nível mundial. A contribuição da Norma Sul-Africana NRS 048[30] é importante, mais pela distribuição e caracterização das células da tabela de afundamentos de tensão do que pelos valores apresentados como referência, que são particulares dos sistemas elétricos da África do Sul. A caracterização detalhada dos Indicadores de VTCD encontra-se na Norma IEEE 1564[28] que apresenta os Indicadores para eventos simples, para uma barra ou para todo o sistema. Os Indicadores e variáveis são: Tensão Eficaz em função do tempo, Tensão residual e Duração do evento, Energia do afundamento ou da elevação de tensão, Severidade do afundamento/elevação de tensão e Tensão Característica.

### B.1 NORMA IEEE 1564 - GUIDE FOR VOLTAGE SAG INDICES[28]

A Norma IEEE 1564[28] identifica os principais índices para afundamentos de tensão, assim como os métodos de cálculo. Os métodos caracterizam a severidade de eventos individuais, quantificam o desempenho em locais específicos e também o desempenho em todo o sistema. Os métodos são aplicáveis em sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica. A Norma IEEE 1564 não recomenda o uso de um determinado conjunto de índices, mas sim sua forma de cálculo uma vez que esses tenham sido escolhidos.

#### B.1.1 Procedimento para obtenção dos Índices de Afundamento de Tensão

O procedimento para obtenção dos índices de afundamentos de tensão é ilustrado na próxima figura, cujos passos são apresentados a seguir, segundo a Norma IEEE 1564[28]:

- a) Obter as tensões amostradas com resolução e taxas de amostragem especificadas;
- b) Calcular as características do evento em função do tempo das tensões amostradas;
- c) Calcular as características do evento simples a partir das características do evento;
- d) Calcular os índices de barra a partir dos índices de eventos simples de todos os eventos medidos durante certo período de tempo;
- e) Calcular os índices de sistema a partir dos índices de barras para todas as barras pertencentes a certo sistema de potência.

Este procedimento é ilustrado no diagrama da figura B-1[28], no qual tanto medições como resultados de simulações são indicados como possíveis fontes de informação. Um bom exemplo de características de evento simples é a tensão residual e a duração para uma falta.

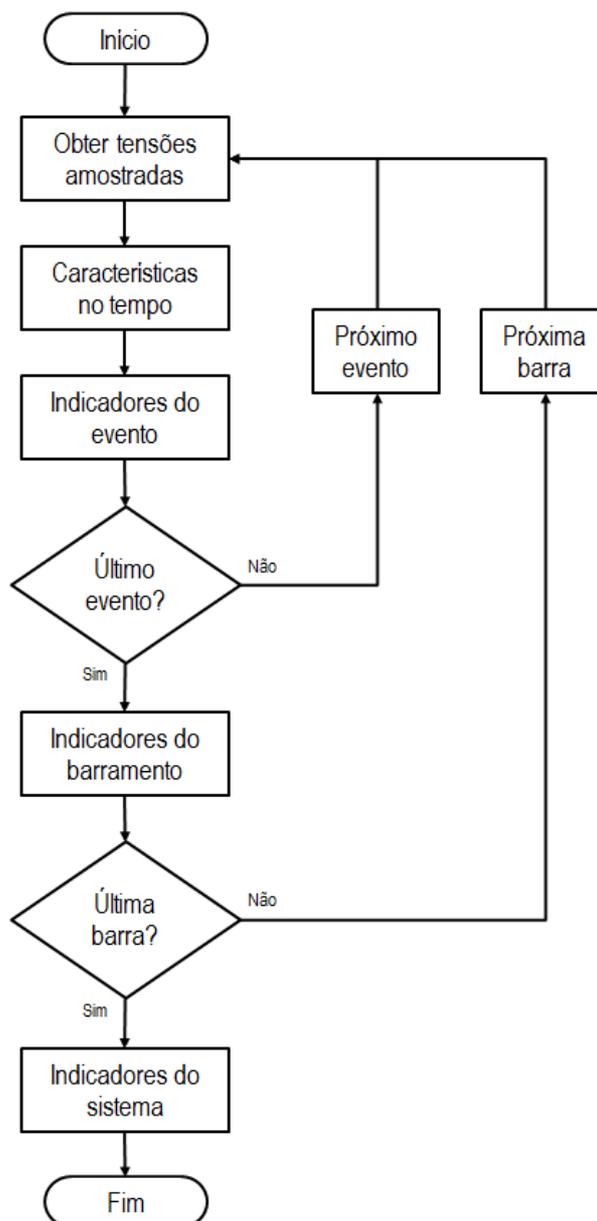


Figura B-1 - Procedimento para obtenção dos Índices de Afundamento de Tensão[28]

### B.1.2 Características de um Evento Simples

A partir das tensões amostradas são calculadas uma ou mais características como função do tempo. A maioria das configurações de monitoramento de afundamentos de tensão inclui medições em sistemas trifásicos, donde são obtidas uma ou três magnitudes da tensão em função do tempo. As funções do tempo são usadas para obter a tensão residual, magnitude e duração dos afundamentos de tensão. Em adição ao método de dois índices (tensão residual ou magnitude e duração) outros dois métodos de eventos simples são introduzidos, a saber: Energia e Severidade do AMT. A severidade do evento é quantificada por um valor simples.

### B.1.2.1 Tensão Eficaz como Função do Tempo

Das tensões amostradas uma ou mais características como função do tempo são calculadas a cada gravação. Alguns sensores usam a tensão eficaz em função do tempo como característica única do evento, a qual é usada para determinar sua tensão residual e duração. A equação (B.1) calcula a tensão eficaz em janela de 1 ciclo, atualizada a cada meio ciclo[28]:

$$V_{rms1/2}(k) = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1+k-N}^k v_i^2} \quad (\text{B.1})$$

Onde  $N$  é o número de amostras por ciclo,  $v(i)$  as tensões amostradas,  $k=1,2,3,\text{etc.}$

Um exemplo de afundamento de tensão trifásico é mostrado na Figura B-2[28]. Duas fases mostram afundamento na tensão. A medição foi efetuada em uma subestação com tensão nominal 12,47 kV. A causa do evento foi um curto-circuito FF em um alimentador.

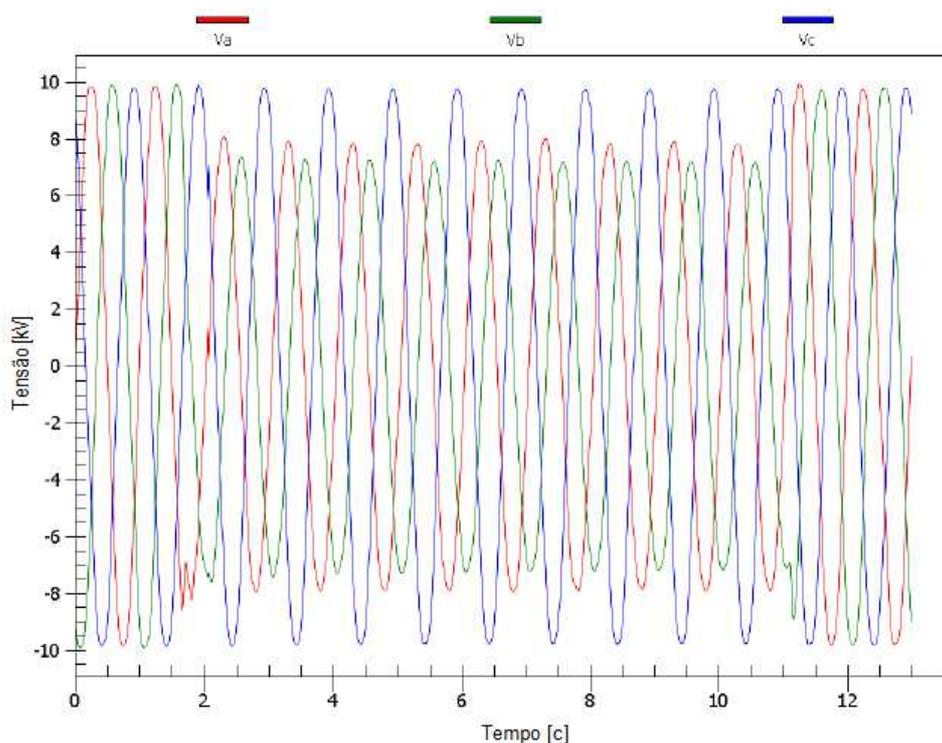


Figura B-2 - Afundamento de Tensão Trifásico - formas de onda de tensão

A Figura B-3[28] apresenta amostras de tensão eficaz em função do tempo para o evento da Figura B-2. Observa-se a ocorrência de afundamentos de tensão em duas fases. As marcas indicam os valores atualizados a cada meio ciclo. O menor valor de tensão eficaz foi medido na fase B: 5,21 kV, ou 72,4% da tensão fase neutro declarada de 7,2 kV.

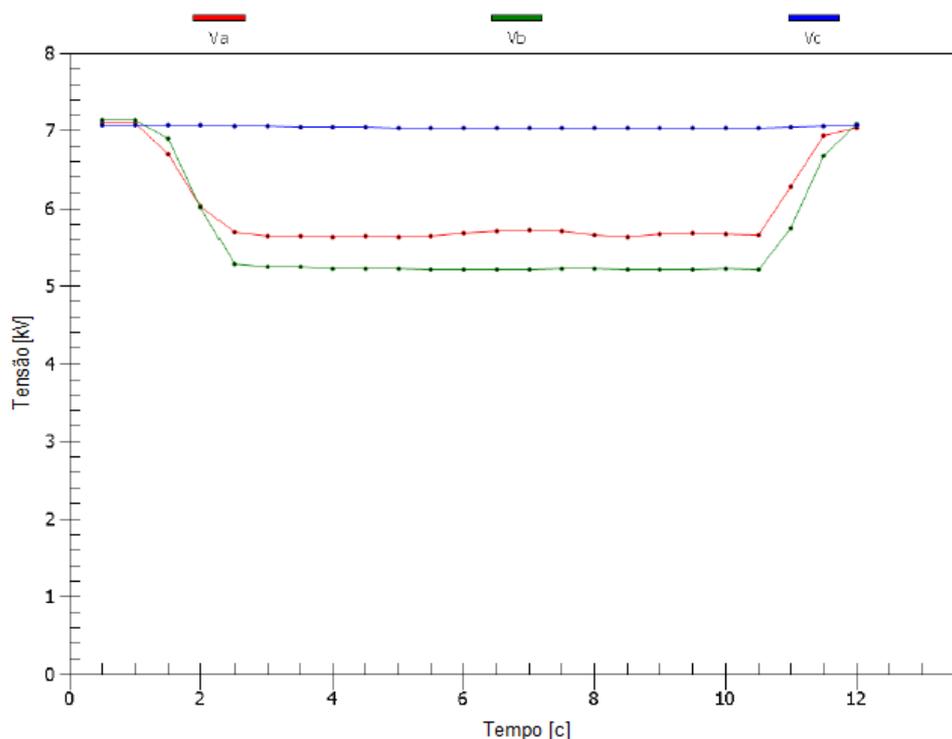


Figura B-3 - Afundamento de Tensão com Amostras de Tensão Eficaz [28]

#### B.1.2.2 Tensão Residual e Duração

Afundamento e Elevação de Tensão devem ser caracterizados por sua duração e tensão residual. A duração é o tempo que a tensão eficaz permanece abaixo da referência (*threshold*). A tensão residual é o menor valor eficaz durante o evento. Ao invés da tensão residual o afundamento pode ser usado; é a diferença entre tensão residual e de referência ou declarada.

Para determinar a duração do afundamento de tensão, é necessário estabelecer um valor limite para seu início. Pode ser um percentual da tensão nominal, ou da tensão média de longo termo da barra, ou da tensão eficaz imediatamente anterior ao início do evento.

Para medições em circuitos de BT ou MT, a tensão declarada ou nominal deve ser usada. Este valor é o mais relevante para avaliação do desempenho de equipamentos de uso final. Em circuitos de BT deve ser usada a tensão nominal em todos os casos. Na MT pode ser usada a tensão declarada para incorporar a relação de transformação do transformador.

O valor recomendado da tensão inicial de referência é 90% da tensão declarada. Pode ser usada uma tensão final de referência diferente; a sugerida é 91% da tensão declarada.

As elevações de tensão podem ser caracterizadas da mesma forma que os afundamentos. Os índices de eventos simples são a duração e a tensão residual. O valor recomendado da tensão limite para elevação de tensão é 110% da tensão declarada.

Afundamentos de tensão com tensão residual inferior ao limite de interrupção podem ser classificados como interrupções momentâneas ou temporárias. A duração da interrupção pode ser definida como o tempo em que a tensão permaneceu abaixo do limite acima. O valor recomendado para o limite de interrupção é 10% da tensão declarada[28].

A Figura B-4 [5] mostra distintos limites de referência para afundamentos de tensão:

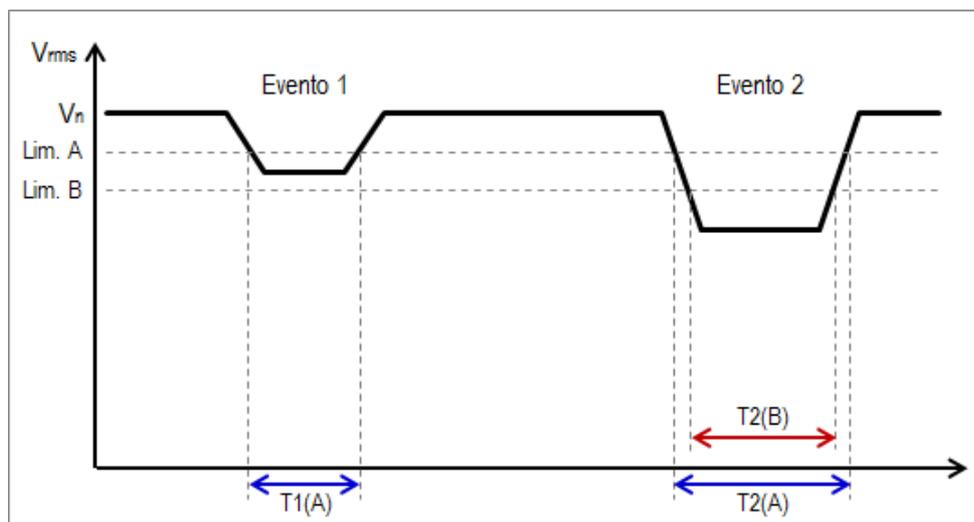


Figura B-4 - Afundamento de Tensão: Limites e Durações dos Eventos[5].

- Para o Limite A são observados dois eventos de afundamentos de tensão (Evento 1 e Evento 2), o primeiro com a duração T1(A) e o segundo com a duração T2(A);
- Para o Limite B é observado apenas o Evento 2 de afundamento com duração T2(B);
- Para um mesmo evento o limite menos restritivo (Lim. B) apresenta menor duração do afundamento, T2(B), do que o limite mais restritivo (Lim. A), com duração T2(A).

### B.1.2.3 Índice da Energia do Afundamento de Tensão

A característica  $E_{vs}$  da Energia do afundamento de tensão é definida[28] em (B.2):

$$E_{vs} = \int_0^T \left[ 1 - \left\{ \frac{V(t)}{V_{nom}} \right\}^2 \right] dt \quad (B.2)$$

Onde  $V(t)$  é a tensão eficaz durante o evento e  $V_{nom}$  é a tensão nominal. A integração é realizada durante a duração do evento. A  $E_{vs}$  pode ser expressa em ciclos, milissegundos ou segundos e pode ser interpretada como a energia (ou sua falta) no evento de afundamento de tensão. As tensões em Volt, KV ou pu. A Norma traz exemplos esclarecedores.

No caso de apenas a tensão remanescente e a duração estarem disponíveis, como é o caso de muitos bancos de dados, a tensão eficaz é assumida constante durante a duração do evento. A equação (B.3) mostra o cálculo da energia do afundamento para este caso[28].

$$E_{vs} = \left[ 1 - \left( \frac{V}{V_{nom}} \right)^2 \right] \times T \quad (B.3)$$

Sendo  $T$  a duração,  $V$  a tensão remanescente do evento e  $V_{nom}$  a tensão nominal.

#### B.1.2.4 Severidade do Afundamento de Tensão

A Severidade do afundamento de tensão é calculada a partir da tensão residual em pu e duração do afundamento combinados com a curva de referência, sendo as recomendadas a ITIC e a SEMI F47, embora o método funcione igualmente bem com outras curvas.

A partir da magnitude do afundamento de tensão  $V$  e da duração  $d$ , e sendo  $V_{curve}(d)$  a magnitude da tensão na curva de referência para a mesma duração a Severidade do afundamento de tensão é calculada como na equação (B.4)[28].

$$S_e = \frac{1 - V}{1 - V_{curve}(d)} \quad (B.4)$$

Conforme pode ser visto na Figura abaixo, para eventos sobre a curva de referência, o índice de severidade será igual a 1,0, enquanto que, para eventos acima da curva de referência, o índice será inferior a 1,0 e, abaixo da curva, superior a 1,0.

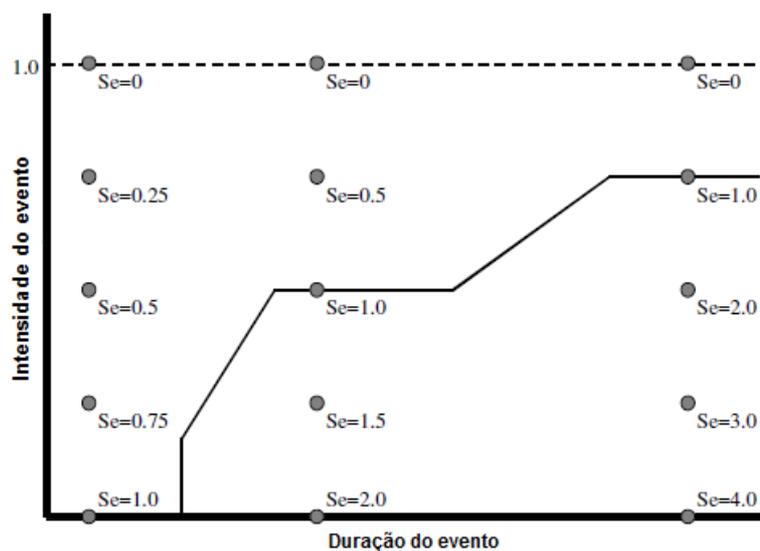


Figura B-5 - Severidade do afundamento de tensão - Curva SEMI F47 [5] [28].

Usando a curva SEMI F47 como referência, a Tabela B-1[28] mostra o algoritmo para cálculo da severidade do afundamento de tensão a partir da magnitude  $V$  e da duração  $d$ .

Tabela B-1 - Algoritmo para Severidade do AMT referido à Curva SEMI F47 [28]

Faixa de Duração	Cálculo da Severidade do Afundamento
$d < 20\text{ms}$	$S_e = 1 - V$
$20\text{ ms} < d \leq 200\text{ ms}$	$S_e = 2(1 - V)$
$200\text{ ms} < d \leq 500\text{ ms}$	$S_e = 3,3(1 - V)$
$500\text{ ms} < d \leq 10\text{ s}$	$S_e = 5(1 - V)$
$d > 10\text{ s}$	$S_e = 10(1 - V)$

A Tabela B-2 apresenta alguns exemplos, com o limite de afundamento (*threshold*) estabelecido em 90% para cálculo da severidade do afundamento de tensão[28].

Tabela B-2 - Exemplo de Cálculo da Severidade do Afundamento de Tensão [28]

Duração (ms)	Magnitude (pu)	Severidade
180	0,73	0,54
1640	0,00	5,00
30	0,65	0,70
85	0,92	0,16
95	0,49	1,02
680	0,67	1,65
190	0,86	0,28
12000	0,00	10,00

#### B.1.2.5 Medições Trifásicas e Multicanais

Para medições multicanais a magnitude do afundamento (tensão residual) é a menor das três fases. O início do afundamento ocorre quando a tensão de uma das fases torna-se inferior ao valor de referência e seu final ocorre quando as três fases superam esse valor ou o escolhido. A duração é obtida pela diferença entre os tempos de início e final do afundamento. No exemplo da Figura B-3 a magnitude da tensão é 5,21 kV e sua duração 9,5 Ciclos.

Caso apenas a magnitude e a duração em diferentes canais estejam disponíveis, então a menor magnitude e maior duração são usadas para caracterizar o evento multicanal[28].

### B.1.3 Índices de Barras

As características dos eventos simples são usadas como entrada para os índices de barra para todos os eventos gravados em dada barra em certo período, um mês ou um ano. Para o método de dois índices um conjunto de alternativas é apresentado adiante. Cada qual pode ser resumido como a contagem de eventos dentro de certas faixas de tensão residual e duração. Para o método de índice único o índice de barras é a soma dos índices de eventos simples de todos os eventos gravados dentro de certo período.

Ao publicar índices de barras, é importante indicar qual método foi usado para obter as características dos eventos simples: por exemplo, a menor das três tensões fase-terra, a menor das três tensões fase-fase ou a tensão característica obtida das medições trifásicas[28].

#### B.1.3.1 Índices SARFI

SARFI é a abreviação de *System Average RMS Variation Frequency Index* (Índice Médio da Frequência de Variação da Tensão Eficaz do Sistema). É um índice de qualidade da energia que apresenta a contagem ou taxa de afundamentos de tensão, elevações e/ou interrupções para o sistema, que pode ser: um ponto de medição simples, a barra de um consumidor, um alimentador, uma subestação, um grupo de subestações, ou o sistema de suprimento completo. O índice basicamente apresenta a contagem de eventos (anual) com tensão residual inferior a determinado limite, conhecido como *threshold*.

#### SARFI-X

SARFI-X corresponde à contagem ou taxa de afundamentos de tensão, interrupções e/ou elevações abaixo/acima do limite especificado X. Por exemplo, SARFI-90 considera afundamentos e interrupções situados abaixo de 0,90 pu ou 90% da tensão de referência. Da mesma forma, SARFI-110 corresponde às elevações de tensão superiores ao limite 110%.

#### SARFI-CURVE

SARFI-CURVE corresponde à taxa de afundamentos de tensão situados abaixo da curva de compatibilidade do equipamento. Por exemplo, SARFI-CBEMA considera os afundamentos de tensão e interrupções situados abaixo da Curva CBEMA inferior. O mesmo conceito vale para os Índices SARFI-ITIC e SARFI-SEMI.

A figura B-6 mostra as três curvas no mesmo plano. Para 11 eventos de afundamentos de tensão registrados, resulta SARFI-CBEMA=4, SARFI-ITIC=6 e SARFI-SEMI=5[5].

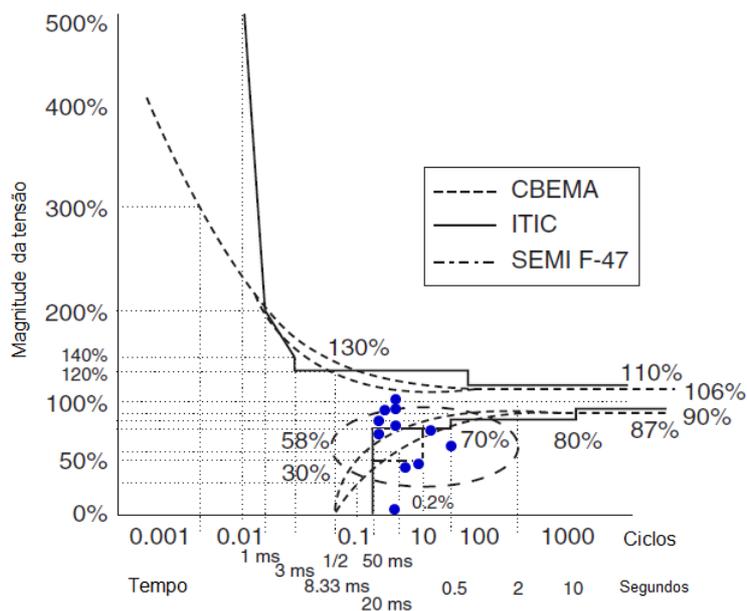


Figura B-6 - Comparação das Curvas CBEMA, ITIC e SEMI F47[5]

### B.1.3.2 Tabelas de Afundamentos de Tensão[28]

Um método comum de apresentar o desempenho de uma barra é através da tabela de afundamentos de tensão. As colunas das tabelas representam as faixas de duração de afundamentos de tensão, enquanto as linhas representam as faixas de tensão residual. Cada célula da tabela apresenta o número de eventos com as faixas correspondentes de tensão residual e duração. Cada evento (isto é, cada combinação de tensão residual e duração) é tabulado em apenas uma célula da tabela. Nas tabelas, a tensão residual é expressa em percentual ou em volts; a duração é expressa em milissegundos, segundos ou minutos, exceto a 1ª coluna, com limite de 1 ciclo. A tabela de afundamentos de tensão pode ser usada para apresentação de índices de barra ou de sistema; cada elemento da tabela pode ser usado como um índice, da mesma forma que existem múltiplas escolhas para os índices SARFI. A distinção entre interrupções de curta duração e afundamentos de tensão é estabelecida na definição das faixas de tensão residual; a linha inferior da tabela deve iniciar com 1% ou 10%.

#### Tabela UNIPEDA

UNIPEDA é a abreviação de União Internacional dos Produtores e Distribuidores de Energia Elétrica da Europa. A tabela B-3[60] apresenta faixas de tensão residual e duração.

Tabela B-3 - Tabela UNIPEDÉ para Tensão Residual e Duração de AMT [60]

Tensão Remanescente (Magnitude)	Duração do Afundamento de Tensão						
	< 1 ciclo	1 ciclo – 0,1 s	0,1 – 0,5 s	0,5 – 1 s	1 – 3 s	3 – 20 s	20 – 60 s
85-90%							
70-85%							
40-70%							
10-40%							
≤ 10%							

Tabela IEC 61000-4-11

A tabela B-4[33] apresenta as faixas de tensão residual e duração segundo a IEC 61000-4-11. IEC é a Comissão Internacional de Eletrotécnica.

Tabela B-4 - Tabela de Afundamentos de Tensão segundo a IEC 61000-4-11[33]

Magnitude	Duração do Afundamento de Tensão				
	< 1 ciclo	1 ciclo – 200 ms	200 – 500 ms	0,5 – 5 s	≥ 5 s
70-80%					
40-70%					
10-40%					
≤ 10%					

Tabela IEC 61000-2-8

A tabela B-5 [32] caracteriza as faixas de tensão residual e duração de AMT pela IEC 61000-2-8. A maior diferença em relação à tabela da UNIPEDA é a maior resolução nas faixas de tensão residual, além de adicionar o limite de 250 milissegundos.

Tabela B-5 - Tabela de Afundamentos de Tensão segundo a IEC 61000-2-8 [32]

Magnitude/ Duração	<0,1 s	0,1-0,25 s	0,25-0,5 s	0,5-1 s	1-3 s	3-20 s	20-60 s	1-5 min
80-90 %								
70-80 %								
60-70 %								
50-60 %								
40-50 %								
30-40 %								
20-30 %								
10-20 %								
≤ 10%								

### B.1.3.3 Energia do Afundamento

O Método da Energia do Afundamento usa três índices de barras: número de eventos por barra, “energia total perdida” por barra e “energia média perdida” por evento.

O “Índice de Energia do Afundamento” (SEI) é a soma das energias de afundamentos de todos os eventos selecionados em dada barra por certo período. Os índices são calculados mensalmente ou anualmente. Sua fórmula de cálculo é mostrada na equação (B.5)[28].

$$SEI = \sum_{i=1}^n E_{VS\_i} \quad (B.5)$$

Onde  $n$  é o número de eventos e  $i$  é número do evento selecionado. Em unidade de tempo, pode ser interpretado como o tamanho da interrupção com a mesma energia perdida que todos os afundamentos ocorridos na barra durante o período de observação.

O “Índice Médio da Energia do Afundamento” (ASEI) é visto em (B.6); a média das energias dos afundamentos de todos os eventos medidos em dada barra em certo período[28].

$$ASEI = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n E_{VS\_i} \quad (B.6)$$

O índice SARFI-90 é usado como um terceiro índice para quantificar o número de eventos em dada barra. Observa-se que apenas dois dos três índices são necessários, pois são relacionados pela equação (B.7)[28]:

$$SEI = ASEI \cdot SARFI-90 \quad (B.7)$$

De forma análoga, são calculados os índices para as elevações de tensão. O “Índice de Energia da Elevação de Tensão” é a soma das energias de todos os eventos selecionados, assim como o “Índice Médio da Energia da Elevação” é sua média. Os índices devem ser tratados separadamente; não devem ser somados, pois sua interpretação ainda é discutível.

#### B.1.3.4 Severidade do Afundamento de Tensão

A forma de calcular os índices de barras para a Severidade é muito parecida com a usada para cálculo da Energia. Dois índices de barras são introduzidos em (B.8) e (B.9)[28]:

$$Total\ Voltage\ Sag\ Severity = S_{Site} = \sum_{i=1}^N S_{e-1} \quad (B.8)$$

$$Average\ Voltage\ Sag\ Severity = S_{average} = \frac{S_{site}}{N} \quad (B.9)$$

Sendo N o número de eventos da barra, que é igual ao SARFI-90, e a mesma relação entre os índices que para o método da energia do afundamento, resulta a equação (B.10)[28]:

$$S_{site} = S_{average} \cdot SARFI - 90 \quad (B.10)$$

De maneira semelhante podem ser calculados os índices para as elevações de tensão.

#### B.1.4 Agregação de Eventos segundo a IEEE 1564[28]

A Norma IEEE 1564[28] descreve as formas de Agregação dos Eventos; agregação refere-se à técnica de redução de muitos dados coletados por medição em um simples evento agregado com o propósito de calcular os índices de barra e de sistema.

#### B.1.4.1 Agregação de Medição

A agregação da medição ocorre quando se realiza a medição em um sistema trifásico e se deseja representar a pior fase, aquela que apresenta o maior desvio da tensão nominal.

#### B.1.4.2 Agregação Temporal

A agregação temporal é contar apenas um evento quando temos uma sucessão de eventos em curto espaço de tempo, geralmente causado por uma falta no sistema elétrico.

Um bom exemplo é quando se tem vários afundamentos de tensão durante o religamento automático. Supõe-se que o equipamento do cliente sendo impactado no primeiro evento não estará ligado para sofrer os demais eventos durante o período de agregação.

#### B.1.4.3 Agregação Espacial

A Agregação espacial refere-se a encontrar os piores afundamentos em um conjunto de pontos de medição. Por exemplo, quando três medidores monitoram a mesma fase de um alimentador em pontos distintos, são combinados para avaliar o desempenho da barra. Da mesma forma, uma subestação com medições em diversas barras ou uma indústria com medições nos vários alimentadores que a atendem requerem agregação espacial[28].

#### B.1.5 Agregação segundo o PRODIST[1]

Da metodologia de medição, além dos parâmetros duração e amplitude, a severidade da VTCD, medida entre fase e neutro, de determinado barramento do sistema de distribuição é também caracterizada pela frequência de ocorrência. Esta corresponde à quantidade de vezes que cada combinação dos parâmetros duração e amplitude ocorrem em determinado período de tempo ao longo do qual o barramento tenha sido monitorado. O indicador a ser utilizado para conhecer o desempenho de um barramento do sistema de distribuição com relação às VTCD, corresponde ao número de eventos, agrupados por faixas de amplitude e duração discretizados conforme critério estabelecido a partir do levantamento de medições.

Num determinado ponto de monitoração, uma VTCD é caracterizada a partir da agregação dos parâmetros amplitude e duração de cada evento fase-neutro. Assim sendo, eventos fase-neutro simultâneos são primeiramente agregados compondo um mesmo evento no ponto de monitoração (agregação de fases). Os eventos consecutivos, em um período de três minutos, no mesmo ponto, são agregados compondo um único evento (agregação temporal). O afundamento ou a elevação de tensão que representa o intervalo de três minutos é o de menor ou de maior amplitude da tensão, respectivamente.

### B.1.5.1 Agregação pelo Critério de União de Fases

A agregação de fases deve ser feita pelo critério de união de fases, ou seja, a duração do evento é definida como o intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o primeiro dos eventos fase-neutro transpõe determinado limite e o instante em que o último dos eventos fase-neutro retorna para determinado limite.

A Figura B-7 ilustra a agregação de fases segundo a união das fases[1].

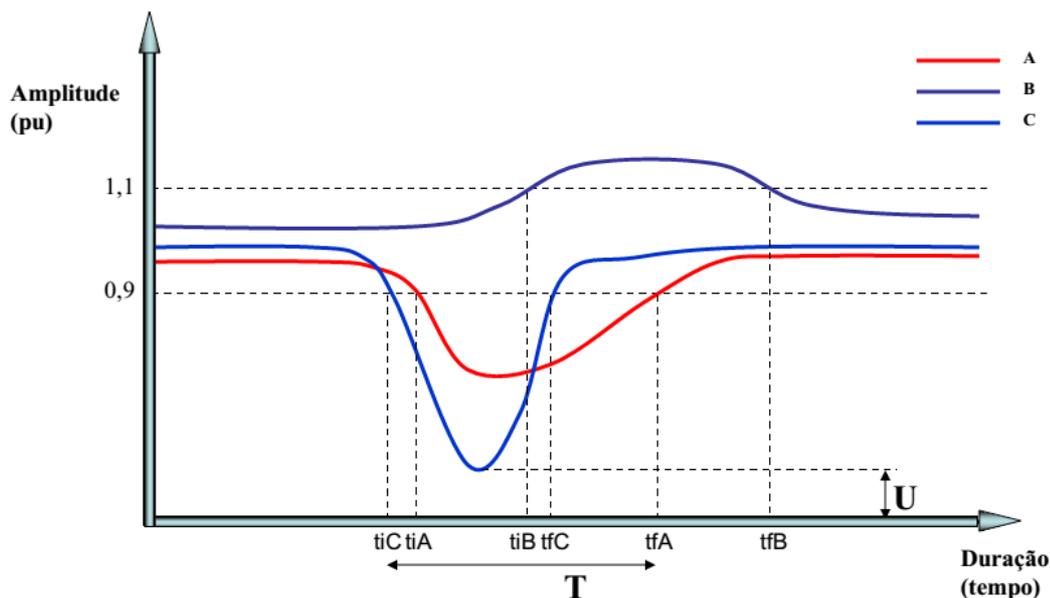


Figura B-7 - Agregação de fases segundo a união das fases[1]

### B.1.5.2 Agregação por Parâmetros Críticos

O PRODIST reconhece as outras formas alternativas de agregação de fases, dentre as quais a agregação por parâmetros críticos, na qual a duração do evento é definida como a máxima duração entre os três eventos fase-neutro e o valor de amplitude que mais se distanciou da tensão de referência, conforme mostrado na Figura B-8[1].

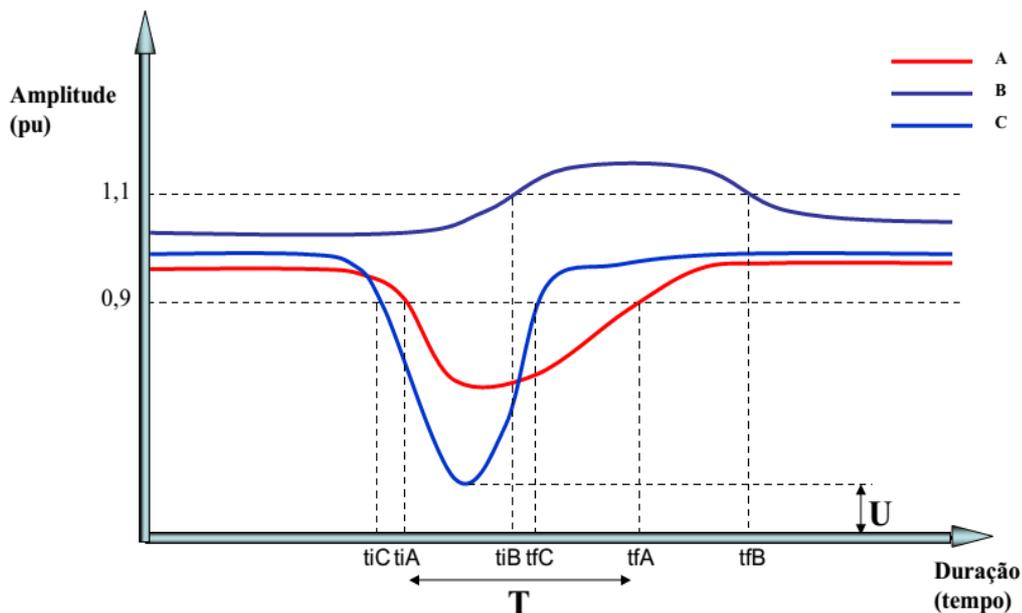


Figura B-8 - Agregação de fases segundo os parâmetros críticos[1]

### B.1.5.3 Agregação pela fase crítica

Outra forma de agregação segundo o PRODIST é a agregação pela fase crítica, na qual a duração do evento é definida pela duração do evento fase-neutro de amplitude crítica, ou seja, amplitude mínima para afundamento e máxima para elevação, conforme Figura B-9[1].

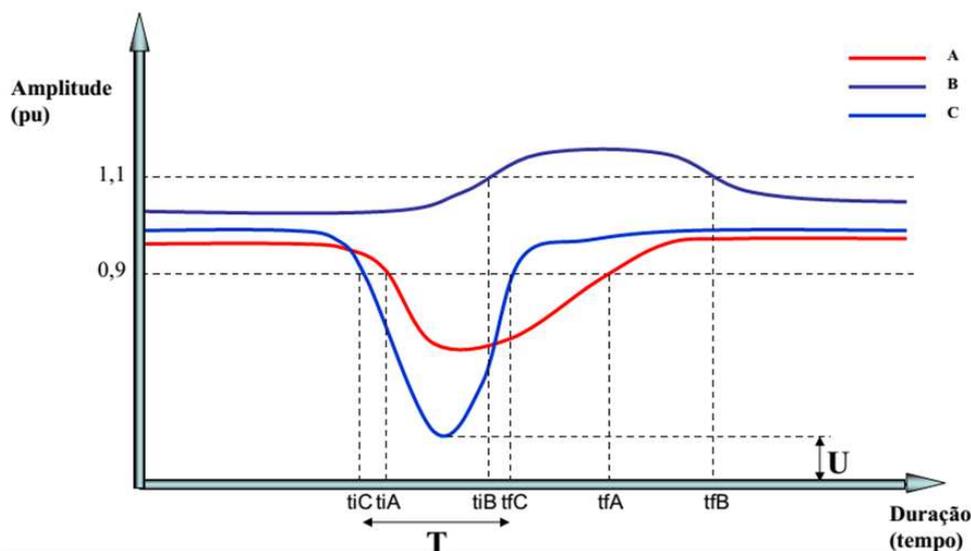


Figura B-9 - Agregação de fases segundo a fase crítica[1]

Afundamentos e elevações de tensão devem ser tratados separadamente.

### B.1.6 Disponibilidade de Monitoramento [28]

É comum monitores ficarem indisponíveis durante o período de monitoramento. O ideal seria considerar apenas aqueles monitores que estiveram disponíveis todo o período,

opção utilizada nesta tese a partir dos registros de medição obtidos em um ano.

Alternativamente, a conta dos eventos pode ser corrigida pelo número real de dias em que o monitor esteve disponível. Assumindo que a frequência dos eventos é constante durante o período de interesse a correção é dada pela equação (B.11)[28]:

$$N = N_a \times \frac{T}{T_a} \quad (\text{B.11})$$

Onde  $N$  é o número estimado de eventos durante todo o período  $T$  e  $N_a$  o número de eventos durante o período  $T_a$  em que o monitor estava disponível.

Os resultados obtidos de medição de 1 ano mostram que a forma de correção descrita não deve ser aplicada para um período tão longo; a variação mensal do número de eventos de VTCD decorre principalmente das mudanças climáticas que ocorrem nas várias estações do ano. Tal constatação confirma a recomendação da Norma IEEE 1564[28], de aplicar o método para curtos períodos de medição, de até um mês, de clima uniforme, ou em caso de afundamentos de tensão causados principalmente por chaveamentos.

No caso de a frequência dos afundamentos de tensão mostrar uma grande variação durante o período de interesse, a correção é dada pela equação (B.12)[28].

$$N = N_a \left( 1 + \frac{F_n}{F_a} \right) \quad (\text{B.12})$$

Onde  $F_a$  é o número de eventos (descargas atmosféricas, faltas, etc.) durante o período em que o monitor estava disponível e  $F_n$  o número idem com o monitor indisponível.

### B.1.7 Índices de Sistemas [28]

Os índices de sistema são calculados a partir dos índices de barra obtidos para um número de barras monitorado. Dois métodos principais são usados para sua obtenção[28]:

- O índice de sistema é definido como uma média ponderada dos índices de barra. Para determinar os fatores de ponderação são necessárias informações do sistema e da carga; frequentemente se usa o fator unidade para todas as barras monitoradas.
- O índice de sistema é definido como o valor não excedido por 95% das barras (o 95° percentil dos índices de barra). Para obter o percentil 95° é preciso ter no mínimo 20 barras monitoradas. Quando entre 10 e 20 barras são disponíveis, então o percentil 90° pode ser usado. Para menos de 10 barras ou pontos de monitoramento, usar a média ponderada ou o valor máximo.

Os índices de afundamento de tensão podem ser obtidos de maneira mais rápida e para todas as barras pelo uso de método de previsão estocástica: a partir das estatísticas de faltas obtidas por um longo período, o número esperado de afundamentos de tensão para cada barra pode ser calculado. Os índices de sistema são definidos de tal modo que possam ser aplicados a sistemas de tamanhos variados. Pode ser a área de concessão de uma distribuidora, todos os alimentadores em certo nível de tensão de um país ou área geográfica, um grupo de alimentadores, etc. Os valores calculados para partes de um sistema de distribuição podem ser comparados com os valores calculados para o sistema completo.

#### B.1.7.1 Índices SARFI

Os índices SARFI para um sistema são obtidos como a média dos índices das barras. O valor SARFI pode ser interpretado como a “qualidade média da tensão” de todo o sistema ou da parte considerada. O percentil 95° pode ser usado para caracterizar a qualidade de todo um sistema a partir dos índices das barras individuais.

#### B.1.7.2 Tabelas de Afundamentos de Tensão

Quando as tabelas de afundamentos de tensão são usadas, tanto a média dos valores de todas as barras quanto o percentil 95° podem ser usados. Ao se usar a média, podem ser considerados os fatores de ponderação; da mesma forma para o percentil 95°, todavia requer um grande número de barras monitoradas.

Cada elemento da tabela de afundamentos de tensão deve ser considerado como um índice sobre o qual a análise estatística (média, percentil 95°, etc.) deve ser aplicada. A tabela resultante para todo o sistema não corresponde a uma barra individual. O número acumulado de eventos obtido pelo percentil 95° do índice de sistema pode ser maior que o da pior barra.

A tabela de afundamento de tensão para o sistema pode conter um menor número de células que a tabela para as barras individuais. Para as barras certo número de detalhes é necessário para determinar a compatibilidade de equipamentos sensíveis com o suprimento. Para índices de sistema, um menor nível de detalhes pode ser mais apropriado; isto facilita o estudo das variações ano a ano. Caso um número menor de células seja usado para caracterizar o desempenho do sistema, as células devem ser unidas em cada barra antes de calcular os índices de sistema[28].

### B.1.7.3 Índice de Energia do Afundamento de Tensão

Os índices de sistema relacionados à energia do afundamento são obtidos pela divisão da soma dos valores das barras pelo número de barras  $N$ . A equação (B.13) demonstra[28].

$$SEI_{system} = \frac{1}{N} \sum_{s=1}^N SEI_s \quad (B.13)$$

O índice médio de energia do afundamento ASEI para todo o sistema é obtido dos valores SEI e SARFI-90 para o sistema e é dado pela equação (B.14), onde o índice  $SARFI - 90_{system}$  é obtido como uma média dos correspondentes índices SARFI das barras[28].

$$ASEI = \frac{SEI_{system}}{SARFI - 90_{system}} \quad (B.14)$$

### B.1.7.4 Severidade do Afundamento de Tensão

O índice de sistema para a severidade do afundamento de tensão deve ser obtido dos índices de barra da mesma forma que os outros índices: média ponderada ou percentil 95°.

A IEEE P1564[28] traz uma pesquisa de 2002, onde foram monitoradas 25 subestações industriais e 29 residenciais, mostrada na Tabela B-6, onde os índices das subestações industriais foram significativamente melhores do que das subestações residenciais.

Tabela B-6 - Índices de Energia do AMT - Consumidores Residenciais e Industriais[28]

Índice e Localização	Industrial	Residencial
Índice de Energia do Afundamento (ms)	89	168
SARFI-90	1,7	2,2