

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**UMA CONTRIBUIÇÃO À ANÁLISE DE
PERDAS OCASIONADAS POR
AFUNDAMENTOS MOMENTÂNEOS
DE TENSÃO**

GUSTAVO TOMIO WATANABE

Itajubá, março de 2010

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

**UMA CONTRIBUIÇÃO À ANÁLISE DE
PERDAS OCASIONADAS POR
AFUNDAMENTOS MOMENTÂNEOS
DE TENSÃO**

GUSTAVO TOMIO WATANABE

Dissertação submetida à coordenação de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – CPG-E da Universidade Federal de Itajubá, como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciência em Engenharia Elétrica.

ORIENTAÇÃO: DR JOSÉ MARIA DE CARVALHO FILHO

CO-ORIENTAÇÃO: DR THIAGO CLÉ DE OLIVEIRA

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ

Itajubá, março de 2010

DEDICATÓRIA

*Este trabalho é dedicado aos meus
Pais, Adolfo e Hiromi, e aos meus
Irmãos, Lúcio e Fabrício.*

AGRADECIMENTOS

- ❖ Aos professores José Maria de Carvalho Filho e Thiago Clé de Oliveira, pelo trabalho de orientação, apoio e ensinamentos dispensados.

- ❖ Aos professores Paulo Márcio da Silveira e Marcel Fernando da Costa Parentoni, pelo auxílio na execução deste trabalho.

- ❖ Aos demais colegas e professores do GQEE, pelos momentos de trabalho e descontração vividos juntos.

- ❖ Ao meu pai, Adolfo, à minha mãe, Hiromi, pela minha criação.

- ❖ Aos meus irmãos, Lúcio e Fabrício, pela amizade e companheirismo em todos os momentos.

- ❖ Aos funcionários do Instituto de Engenharia Elétrica, da Pró-Reitoria de Pesquisa e Pós-Graduação e do Departamento de Registro Acadêmico, pela generosa colaboração.

- ❖ À CEMIG, pela parceria no projeto de pesquisa e desenvolvimento que proporcionou o trabalho apresentado nesta dissertação.

- ❖ À CAPES e ao GQEE, pelo apoio financeiro.

RESUMO

A análise e a quantificação das perdas de carga assim como os custos associados à ocorrência de afundamentos de tensão têm sido pouco exploradas na literatura técnica.

Neste contexto, esta dissertação apresenta uma metodologia que permite avaliar o impacto dos afundamentos de tensão sobre os consumidores, através da obtenção da energia não-suprida pela concessionária durante a parada dos processos e da estimação das perdas financeiras dos consumidores.

O procedimento proposto também permite realizar correlações entre a energia não-suprida e perdas financeiras com as características das faltas, tais como tipo e causa das faltas, assim como o período do dia e a estação do ano.

Adicionalmente, neste trabalho, também é proposto um procedimento que permite estimar a curva de sensibilidade da carga frente à ocorrência de afundamentos de tensão, a partir de medições realizadas na rede de transmissão e levando em conta a propagação do distúrbio através de transformadores com conexão delta-estrela.

Finalmente, a metodologia proposta é aplicada em um estudo de caso contemplando o sistema de transmissão de uma importante concessionária de energia elétrica brasileira, através de um projeto de pesquisa e desenvolvimento.

ABSTRACT

The analysis and quantification of the load losses and the costs associated with the occurrence of voltage sags have been little explored in the literature.

In this context, this thesis presents a methodology for assessing the impact of voltage sags on consumers through obtaining the energy non-supplied by the utility during industrial process shutdown and the estimation of financial losses for consumers.

The proposed procedure also offers the correlations between energy non-supplied and financial loss to the characteristics of faults, such as type and cause of fault, as well as season and part of the day.

Additionally, this work also proposes a procedure that allows estimating the sensibility curve of the load due to voltage sags based on measurements taken from the transmission network and taking into account the disturbance propagation across transformers with delta-star connection.

Finally, the proposed methodology is applied to a case study conducted on the transmission system of a Brazilian important electric utility, through a research and development project.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 - Curva de carga típica antes e depois de um afundamento de tensão.	18
Figura 2.2 - Diagrama unifilar da área sob investigação.	19
Figura 2.3 - Aproximação da ENS baseada na curva de carga.....	39
Figura 3.1 - Determinação da perda de carga e da ENS a partir da curva de carga.....	56
Figura 3.2- Diagrama unifilar simplificado - sistema de transmissão CEMIG.	64
Figura 3.3 - Rede de oscilografia - sistema de transmissão CEMIG.	66
Figura 3.4 - Histograma da perda de carga instantânea.....	69
Figura 3.5 - Histograma da perda de carga média.	70
Figura 3.6 - Histograma da duração da parada dos processos.	71
Figura 3.7 - Histograma da ENS.	72
Figura 4.1 - Histogramas da perda de carga instantânea por classe de tensão.	79
Figura 4.2 - Histogramas da perda de carga média por classe de tensão.	80
Figura 4.3 - Histogramas da duração da perda média por classe de tensão.	81
Figura 4.4 - Histogramas da ENS por classe de tensão.	82
Figura 4.5 - Histogramas da perda de carga instantânea por tipo de falta.	85
Figura 4.6 - Histogramas da perda de carga média por tipo de falta.	86
Figura 4.7 - Histogramas da duração da perda média por tipo de falta.	87
Figura 4.8 - Histogramas da ENS por tipo de falta.....	88
Figura 4.9 - Gráfico da resistência de falta para todas as faltas.....	89
Figura 4.10 - Histogramas das perdas de carga instantânea e média, da duração e do ENS da causa descarga atmosférica.....	92
Figura 4.11 - Histogramas da perda de carga instantânea por período do dia.	94
Figura 4.12 - Histogramas da perda de carga média por período do dia.	95
Figura 4.13 - Histogramas da duração da perda média por período do dia.....	96
Figura 4.14 - Histogramas da ENS por período do dia.....	97
Figura 4.15 - Histogramas da perda de carga instantânea por estação do ano.	99
Figura 4.16 - Histogramas da perda de carga média por estação do ano.	100
Figura 4.17 - Histogramas da duração da perda média por estação do ano.	101
Figura 4.18 - Histogramas da ENS por estação do ano.	102
Figura 4.19 - Histogramas da perda de carga instantânea por regional	104
Figura 4.20 - Histogramas da perda de carga média por regional.	105
Figura 4.21 - Histogramas da duração da perda média por regional.	106
Figura 4.22 - Histogramas da ENS por regional.....	107
Figura 5.1 - Registro com interrupção do fornecimento de energia.	113

Figura 5.2 - Registro iniciado e terminado com tensão abaixo de 0,9 p.u. ...	114
Figura 5.3 - Registro com uma fase desconectada.....	114
Figura 5.4 - Diagrama unifilar do sistema proposto.	115
Figura 5.5 - Conexão do transformador delta-estrela.	116
Figura 5.6 - Oscilografia de aquisição de um afundamento.	118
Figura 5.7 - Valor RMS da oscilografia da Figura 5.6.	119
Figura 5.8 - Valor RMS da Figura 5.7 em p.u.....	119
Figura 5.9 - Curva de tolerância CBEMA (ITIC, 2000).....	121
Figura 5.10 - Falta de sincronismo entre as três fases.	122
Figura 5.11 - Erro causado pela diferença de aquisição de 0,3 milissegundo entre as fases.	123
Figura 5.12 - Erro causado pela tensão se aproximar de 0,9 p.u..	125
Figura 5.13 - Erro após a correção do assincronismo.....	128
Figura 5.14 - Gráfico magnitude x duração geral dos afundamentos registrados.	129
Figura 5.15 - Gráfico magnitude x duração dos eventos de 138 e 230 kV... ..	130
Figura 5.16 - Gráfico magnitude x duração dos eventos de 138 e 230 kV sem os barramentos da geração.	131
Figura 5.17 - Gráfico magnitude x duração da regional Sudeste.....	132
Figura 5.18 - Gráfico magnitude x duração da regional Sudeste com as faltas estudadas.	134
Figura 5.19 - Gráfico magnitude x duração de uma subestação da regional Sudeste.	135

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 - Resumo dos resultados obtidos do estudo na linha C-H.....	19
Tabela 2.2 - Comparação entre o custo de interrupção de 1 hora em 1991 e em 2001.....	40
Tabela 3.1 - Estatística dos eventos que tiveram perda de carga significativa.	73
Tabela 4.1 - Horários utilizados para definir os períodos do dia.	76
Tabela 4.2 - Comprimento das linhas de transmissão.	78
Tabela 4.3 - Frequência de ocorrência de faltas por classe de tensão.....	78
Tabela 4.4 - Frequência de ocorrência de faltas por tipo de falta.	83
Tabela 4.5 - Frequência de ocorrência de faltas por causa da falta.	91
Tabela 4.6 - Frequência de ocorrência de faltas por período do dia.	93
Tabela 4.7 - Dia, mês, ano e horário do início e do fim de cada estação.....	98
Tabela 4.8 - Frequência de ocorrência de faltas por estação do ano.....	98
Tabela 4.9 - Frequência de ocorrência de faltas por regional.	103
Tabela 5.1 - Afundamentos de tensão com perda de carga a serem descartados	133

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

AMTs	Afundamentos Momentâneos de Tensão
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CNAE	Classificação Nacional de Atividades Econômicas
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CONDEPE	Conselho Estadual de Defesa dos Direitos da Pessoa Humana
CLP	Controlador Lógico Programável
GMT	<i>Greenwich Mean Time</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
MT	Média Tensão
MME	Ministério de Minas e Energia
NCR\$	Moeda Brasileira, Cruzeiro Novo
US\$	Moeda Norte-americana, Dólar
N/A	Não Aplicável
NRS	National Rationalized Specification
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
p.u.	Por Unidade
PIB	Produto Interno Bruto
P&D	Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento
QEE	Qualidade da Energia Elétrica

RDPs	Registradores Digitais de Perturbações
RMS	<i>Root Mean Square</i>
SIC	<i>Standard Industrial Classification</i>

SUMÁRIO

Agradecimentos.....	3
Resumo.....	4
Abstract.....	5
Lista de Figuras.....	6
Lista de Tabelas.....	8
Lista de Abreviaturas e Símbolos.....	9
Sumário.....	11
1 - Introdução.....	12
1.1 - Relevância do Tema.....	12
1.2 - Objetivos e Contribuições da Dissertação.....	13
1.3 - Estrutura da Dissertação.....	14
2 - Custos dos Afundamentos Momentâneos de Tensão: Estado da Arte... 16	
2.1 - Considerações Iniciais.....	16
2.2 - Revisão bibliográfica.....	17
2.2.1 - Metodologia para Avaliação do Custo de uma Falta no Sistema Elétrico.....	17
2.2.2 - Determinação Probabilística das Perdas Financeiras Devido a Interrupções de Energia Elétrica e Afundamentos de Tensão.....	20
2.2.3 - Impacto Econômico do Afundamento de Tensão na Indústria: Uma Metodologia Aplicada a Grandes Redes Elétricas.....	23
2.2.4 - Método para Cálculo do Custo de Interrupção de Pequenas Plantas Industriais Causado por Afundamentos de Tensão e Interrupções de Energia Elétrica.....	26
2.2.5 - Custos de Interrupção de Energia Elétrica.....	34
2.2.6 - Custos do Consumidor Relacionado a Interrupções de Energia Elétrica e Problemas na Tensão: Metodologia e Resultados.....	37
2.2.7 - Metodologia para Avaliação dos Custos Associados a Problemas de Qualidade de Energia em Consumidores de Grande Porte.....	41
2.2.8 - Avaliação Econômica das Perdas por Distúrbios na Rede Básica.....	45
2.2.9 - Principais Conclusões, Interpretação e Aplicações da Pesquisa sobre Custo de Interrupção.....	48
2.3 - Considerações Finais.....	50
3 - Perdas de Carga e Custos Devido a Afundamentos de Tensão.....	53
3.1 - Considerações Iniciais.....	53
3.2 - Perda de Carga e Energia NÃO SUPRIDA Devido à Ocorrência de Afundamentos de Tensão.....	53

3.3 - Proposta para a Estimação dos Custos Devido às ocorrências de Afundamentos de Tensão.....	56
3.3.1 - Compreensão e Identificação do Fenômeno.....	57
3.3.2 - Cálculos Matemáticos	57
3.3.3 - Questionário para Levantamento dos Custos	61
3.3.4 - Proposta de Cálculo Normalizado do Custo.....	62
3.4 - Estudo de Caso	63
3.4.1 - Sistema de Transmissão CEMIG.....	63
3.4.2 - Sistema Registrador de Faltas	65
3.4.3 - Resultados	67
3.5 - Considerações Finais	73
4 - Correlação das Perdas de Carga com as Características das Faltas.....	75
4.1 - Considerações Iniciais	75
4.2 - Metodologia.....	75
4.3 - Estudo de Caso	76
4.3.1 - Classe de Tensão	77
4.3.2 - Tipo de Falta	83
4.3.3 - Resistência de Falta.....	88
4.3.4 - Causa da Falta	90
4.3.5 - Período do Dia.....	92
4.3.6 - Estação do Ano	97
4.3.7 - Regional	102
4.4 - Considerações Finais	108
5 - Estimação da Sensibilidade de Consumidores Frente a Afundamentos de Tensão	110
5.1 - Considerações Iniciais	110
5.2 - Obtenção das Oscilografias	111
5.3 - Propagação do Afundamento pelos Transformadores	115
5.4 - Diferenciação dos Registros com Perda de Carga dos sem Perda	120
5.5 - Estudo de Caso	121
5.5.1 - Tratamento dos dados.....	121
5.5.2 - Estimação da curva de sensibilidade	129
5.6 - Considerações Finais	136
6 - Conclusões.....	138
6.1 - Conclusões e Contribuições.....	138
6.2 - Sugestões para Trabalhos Futuros	141
7 - Referências Bibliográficas	143
Anexo A - Questionário para Levantamento do Custo Devido a AMTS	149
Anexo B - Comprovação da Defasagem Angular do Modelo Matemático do Transformador Δ -Y	151

Anexo C - Rotina para a Estimação do Erro da Falta de Sincronismo	154
---	-----

1 - INTRODUÇÃO

1.1 - RELEVÂNCIA DO TEMA

Nos últimos anos, com o avanço tecnológico dos circuitos eletrônicos, a sensibilidade dos equipamentos elétricos tem sido um grande problema para os processos industriais, despertando assim a necessidade da realização de pesquisas em Qualidade da Energia Elétrica (QEE). Esse problema está diretamente relacionado com as perdas econômicas relatadas pelos consumidores industriais devido ao mau funcionamento ou à queima de equipamentos quando da ocorrência de distúrbios na tensão.

Nos processos industriais modernos, há uma grande quantidade de equipamentos eletrônicos sensíveis às variações na tensão de fornecimento, como sistemas de controle e acionamentos de velocidade variável. Esses sistemas são vitais nos processos de produção, pois uma pequena falha ou erro de um controle ou acionamento pode resultar desde produtos com baixa qualidade até a completa paralisação da produção.

Dentre os fenômenos envolvendo a QEE, os afundamentos momentâneos de tensão (AMTs) são os fenômenos mais relevantes a serem investigados e os que provocam maiores prejuízos aos consumidores.

A importância dos AMTs está diretamente relacionada ao fato de os sistemas de transmissão e de distribuição das concessionárias de energia elétrica brasileira serem constituídos por linhas aéreas. Tais tipos de sistemas são vulneráveis a vários fenômenos naturais (como descargas atmosféricas, vegetações tocando as linhas elétricas, vendavais, entre outros) que podem causar curtos-circuitos e, conseqüentemente, afundamentos de tensão no sistema. Os consumidores conectados aos barramentos que sofrerem

afundamentos de tensão podem ter problemas com os seus equipamentos e processos, resultando em prejuízos.

A diferenciação entre os AMTs que causaram perda dos que não causaram possibilita caracterizar a curva de sensibilidade da carga instalada em cada barramento. Esse procedimento pode ser uma importante ferramenta para a análise de investimento das concessionárias de energia em melhorias de seus sistemas. Com isso, o sistema cujas cargas possuem grande sensibilidade aos AMTs deve ter prioridade de investimento àqueles cujas cargas são menos sensíveis.

1.2 - OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES DA DISSERTAÇÃO

Tanto a identificação e a quantificação das perdas de carga quanto os custos associados à ocorrência de afundamentos de tensão causados por faltas em sistemas de transmissão têm sido pouco explorados na literatura técnica. Neste contexto, a proposição de um procedimento para estimar o impacto dos afundamentos de tensão em consumidores pode ser uma importante ferramenta de gestão para as concessionárias de energia elétrica, uma vez que o estudo da viabilidade econômica do investimento deve avaliar, de um lado, o custo para a concessionária e, de outro, o benefício dos consumidores.

A primeira das três metodologias propostas neste trabalho permite a obtenção das perdas de carga média e instantânea, da energia não-consumida durante a parada dos processos e dos custos associados a afundamentos de tensão.

A segunda permite a realização de correlações entre as faltas que tiveram perda de carga com as características das faltas, tais como: causa, período do dia, estação do ano, dentre outras.

Por fim, a terceira metodologia proposta permite estimar a curva de sensibilidade da carga dos consumidores a partir de medições de afundamentos de tensão nos barramentos da rede básica.

As aplicações das metodologias citadas utilizam dados obtidos de um projeto de pesquisa e desenvolvimento (P&D) envolvendo o Grupo de Estudos da Qualidade de Energia Elétrica (GQEE) e a CEMIG.

1.3 - ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Este primeiro capítulo apresenta uma introdução a respeito do tema proposto nesta dissertação, consistindo tanto de uma visão geral do impacto dos afundamentos sobre consumidores quanto dos seus objetivos, das suas contribuições e da sua estrutura.

No segundo capítulo, apresentam-se os resumos das principais publicações encontradas a respeito dos custos devido à ocorrência de afundamentos momentâneos de tensão. Em função do pequeno número de trabalhos encontrados sobre o tema, a pesquisa foi ampliada para o estudo na área da confiabilidade do sistema elétrico envolvendo os custos de interrupções de energia elétrica.

O terceiro capítulo apresenta uma metodologia para se determinar a perda de carga, a energia não-suprida e o prejuízo dos consumidores provocado por AMTs, tendo como informação os registros de ocorrência de afundamentos em barramentos do sistema de transmissão.

No quarto capítulo, são analisadas as correlações entre as faltas que tiveram perda de carga e as características das faltas, destacando-se: tipo, causa, resistência de falta, período do dia e estação do ano.

No quinto capítulo, é abordada uma metodologia para estimar as curvas de sensibilidade dos consumidores frente a AMTs com base em registros de eventos no sistema de transmissão, com ênfase nas principais dificuldades para a estimação dessa sensibilidade.

No sexto capítulo, são apresentadas as principais conclusões obtidas nesta dissertação e também sugestões para trabalhos futuros, para a continuidade desta linha de pesquisa.

No sétimo capítulo, são apresentadas as referências utilizadas.

Por fim, no Anexo A, é apresentada uma proposta de questionário para os consumidores industriais, visando à determinação do custo devido a afundamentos de tensão. No Anexo B é apresentada uma sub-rotina desenvolvida para comprovar a modelagem matemática utilizada nessa dissertação para avaliar a influência da defasagem angular em transformadores Δ -Y na propagação dos AMTs. E, finalmente, no Anexo C é descrita a rotina desenvolvida para estimar o erro inserido pela falta de sincronismo na aquisição dos dados das oscilografias a partir dos registradores digitais de perturbações (RDPs).

2 - CUSTOS DOS AFUNDAMENTOS MOMENTÂNEOS DE TENSÃO: ESTADO DA ARTE

2.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Nos últimos anos, com o aumento da sensibilidade das cargas frente a fenômenos de qualidade de energia elétrica, as perdas financeiras dos consumidores industriais vêm aumentando consideravelmente. Em particular, os afundamentos de tensão são os distúrbios que causam maiores prejuízos devido a sua elevada frequência de ocorrência no sistema elétrico.

Os custos dos consumidores industriais ocasionados pelos afundamentos podem ser diretos, referentes ao custo da parada de processos com a consequente perda de produção, perda de matéria-prima e multas por atraso de entrega de produtos, ou indiretos, como a perda de vida útil de equipamentos e a insatisfação do cliente.

Neste capítulo, será apresentado um resumo das principais publicações técnicas a respeito de custos relacionados à qualidade de energia elétrica, mais especificamente, devido a ocorrências de AMTs.

Em virtude do reduzido número de trabalhos sobre o assunto, também foram consultados alguns artigos na área de confiabilidade de sistemas elétricos, por ser uma área cuja discussão relativa aos custos é bem mais ampla, muito embora estes custos sejam relacionados às interrupções.

Um importante esclarecimento a ser feito inicialmente é a respeito das unidades monetárias apresentadas no decorrer deste documento. Como os trabalhos pesquisados são das mais diversas origens, os resultados apresentados estão em diversas unidades monetárias. Portanto, nesta

dissertação, todos os dados apresentados foram convertidos para uma única moeda, a saber, dólares americanos (US\$) tomando como referência o dia 23-09-2008. As cotações utilizadas foram:

- ❖ 1 Rand (África do Sul) = US\$ 0,125391;
- ❖ 1 Kroner (Noruega) = US\$ 0,180297.

Outro ponto importante foram os trabalhos encontrados que equacionam o custo de interrupção de processos industriais. Devido à falta de padronização desse custo, foram escolhidos alguns artigos que retratam os diferentes pontos de vista dos autores a respeito deste tema.

2.2 - REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.2.1 - Metodologia para Avaliação do Custo de uma Falta no Sistema Elétrico

Este artigo (VAJETH, 2004) apresenta um procedimento para quantificar o impacto causado por faltas em linhas de transmissão e em subestações do sistema elétrico de uma concessionária de energia da África do Sul (*ESKOM*), com ênfase nos custos da concessionária.

O custo devido às faltas pode ser calculado somando-se o custo relativo aos consumidores com o custo referente à concessionária. O custo dos consumidores (CC) pode ser calculado multiplicando a energia não suprida (ENS), o que equivale à energia não consumida devido aos afundamentos, pelo custo da ENS (CENS), obtido por meio de entrevistas com os consumidores, conforme equação (2.1).

$$CC=ENS\times CENS \quad (2.1)$$

Para determinar a ENS, é necessária a realização de medições do fluxo de carga antes e depois de cada falta. A partir dessas medições, é possível determinar a ENS por meio da área em que há uma redução na curva de carga, como pode ser visto na Figura 2.1. A área hachurada corresponde à energia não suprida ou não consumida devido ao afundamento.

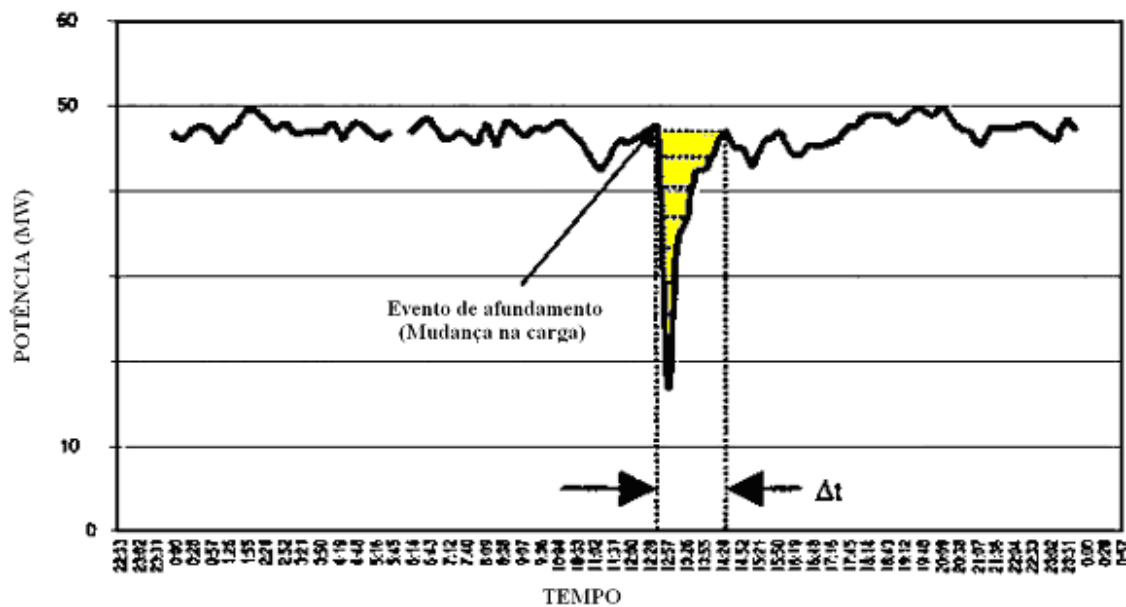


Figura 2.1 - Curva de carga típica antes e depois de um afundamento de tensão.

Uma vez determinado o custo relativo aos consumidores, o artigo propõe uma metodologia para determinar os custos referentes à concessionária, utilizando equacionamentos para determinar o custo da patrulha (terrestre ou de helicóptero), da perda de faturamento e o custo dos danos aos equipamentos.

Quanto ao custo total devido a uma falta, que poderá resultar em afundamentos de tensão, pode ser calculado somando-se os custos relativos

aos consumidores com os custos referentes à concessionária.

Num exemplo de aplicação foram consideradas sete faltas na linha entre as barras C e H do sistema elétrico da concessionária sul-africana apresentado na Figura 2.2. Os custos desse estudo de caso podem ser observados na Tabela 2.1.

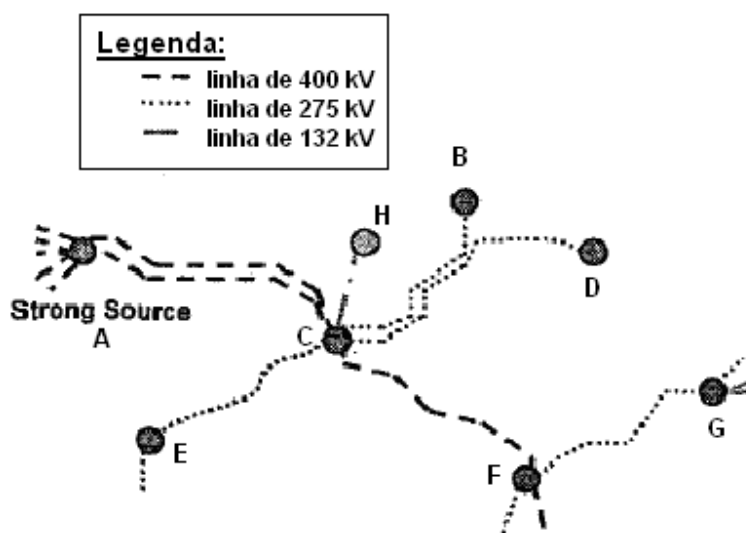


Figura 2.2 - Diagrama unifilar da área sob investigação.

Tabela 2.1 - Resumo dos resultados obtidos do estudo na linha C-H.

Custos relativos ao consumidor		
Custo da energia não suprida		Valor (US\$)
Subestação	MWh perdido	
C	461,599	520.923,81
B	0	0
D	0	0
E	0	0
F	0	0
G	0	0
Total de MWh perdido	461,599	520.923,81
Custos totais relativos ao consumidor		520.923,81

Custos referentes à concessionária	
Patrulha por helicóptero	1.658,92
Patrulha terrestre	71,45
Viagem e subsistência	473,98
Perda de receita	13.667,62
Custos de danos no disjuntor	793,11
Custos de danos no transformador	56.624,03
Custos totais da concessionária	73.289,11
Custos totais das faltas	
Custos dos consumidores + Custos da concessionária	594.212,92

Os resultados obtidos deste estudo evidenciaram a diferenciação de custos referentes à concessionária devido às faltas e o custo de AMTs relativos aos consumidores. Nesse trabalho, os valores obtidos mostraram que a maior parcela do custo total de faltas em linhas de transmissão é relativa aos custos dos consumidores (87,7%).

2.2.2 - Determinação Probabilística das Perdas Financeiras Devido a Interrupções de Energia Elétrica e Afundamentos de Tensão

Estes artigos (MILANOVIC, 2006A E 2006B) apresentam uma metodologia para avaliação probabilística das perdas financeiras anuais com interrupções de energia e AMTs. Os custos de interrupções e afundamentos são tratados separados inicialmente para depois serem combinados para estimar os prejuízos totais por ano.

A metodologia proposta é aplicável tanto para avaliação das perdas individuais de consumidores, quanto para avaliação das perdas totais do sistema. Essa metodologia considera, de forma probabilística, todas as incertezas associadas ao cálculo de afundamentos, à sensibilidade dos equipamentos frente a afundamentos, à interconexão dos equipamentos nos

processos industriais, aos tipos de consumidores e à localização do processo no contexto da rede industrial.

Os custos do consumidor (CC) para um ponto de carga j suprindo ns setores são calculados de acordo com a fórmula (2.2):

$$CC_j = \left(\sum_{y=1}^{ns} CEA_{jy} \right) \times CC_j(r_j) \times f_j \quad (2.2)$$

Onde:

CEA_{jy} - custo da energia anualmente consumida pelo setor y (MWh);

f_j - frequência de falta do consumidor (faltas/ano);

$CC_j(r_j)$ - custo do consumidor, obtidos através de pesquisa, em função da duração r_j (horas) da interrupção (US\$/MWh).

A soma dos CC_j em todos os pontos relevantes de carga dos consumidores resulta no custo das interrupções de fornecimento de energia anual.

Para a análise desses custos, são utilizados três modelos:

❖ Modelo do sistema

- O método dos modos e efeitos das falhas é utilizado para modelar o sistema. Esse método consiste na construção aleatória de modos de falha dos componentes com o auxílio de simulações de Monte-Carlo.

❖ Modelo da carga

- Para a modelagem da carga, pode ser considerada a carga média no período ou uma função da carga variando no tempo. Com base nesses dados, obtém-se a energia consumida e o pico de demanda anual.

❖ Modelo de custo

- A partir de uma pesquisa de campo, coletam-se os custos percebidos por interrupções de várias durações.

De posse desses três modelos, são necessárias três etapas:

1. Análise das faltas - Esta etapa utiliza o método das posições de falta para vários tipos de falta, considerando a magnitude e a duração dos eventos e admitindo que a proteção primária seja cem por cento confiável;
2. Análise de AMTs - Esta etapa determina a frequência dos eventos com a magnitude e duração especificadas, tomando como base as taxas de falta das linhas e barras;
3. Análise econômica - Esta etapa leva em consideração a possibilidade de o processo ser interrompido, observando a sensibilidade dos equipamentos envolvidos.

Para avaliação das perdas econômicas dos consumidores devido aos AMTs, é assumido que, de maneira conservativa, toda parada de processo industrial necessita de vinte e quatro horas para ser restabelecida. Portanto, os custos informados para as várias categorias de consumidores para uma interrupção de vinte e quatro horas são tomados como os custos de danos por interrupção do processo devido aos AMTs.

Esses artigos propõem um procedimento, utilizando o custo de

interrupção de longa duração, para determinar o impacto econômico dos afundamentos de tensão nos consumidores industriais.

2.2.3 - Impacto Econômico do Afundamento de Tensão na Indústria: Uma Metodologia Aplicada a Grandes Redes Elétricas

O artigo (ALVES, 2003) apresenta uma metodologia integrada que permite realizar a estimação das interrupções provocadas por AMTs em um processo industrial, por meio da análise de sensibilidade pelo modelo de N estados. O trabalho enfoca também um equacionamento para quantificar o custo de parada de produção dos consumidores industriais.

Os custos de interrupção para os consumidores estão relacionados com o valor monetário das perdas geradas pela interrupção ou problemas de QEE, cujos custos variam entre consumidores como uma função de alguns fatores, tais como:

- ❖ Dependência do consumidor da eletricidade;
- ❖ A natureza e o momento do distúrbio;
- ❖ O valor monetário da atividade interrompida.

A estimativa do custo de interrupção do processo de consumidores industriais pode ser obtida pela equação (2.3).

$$CMP = \sum_{i=1}^f [VMP_{\text{méd}} \times tpar_i + COS_{\text{méd}} \times tpar_i] \times \frac{VMP}{to\text{per}} \quad (2.3)$$

Onde:

CMP - representa os custos de produtos e materiais danificados por ano

devido a uma interrupção de um processo produtivo;

VMP - valor anual total de material danificado ou produto que teve sua produção interrompida;

to_{per} - tempo total de operação, em horas, em um ano típico;

f - frequência de ocorrência de AMTs que geram interrupção do processo em um ano típico;

tpar_i - duração da interrupção do processo em horas;

VMP_{méd} - custo médio das perdas de produtos e materiais, em % de VMP, ao longo de um ano típico, calculado a partir da equação (2.4);

COS_{méd} - custo médio da perda em outros setores, em % de VMP, ao longo de um ano típico, calculado a partir da equação (2.5);

VMP_{méd}, COS_{méd} - incluem produtos e materiais danificados, sendo expressos como a porção média correspondente de VMP/tpar gerada por AMT, ou seja:

$$VMP_{méd} = \frac{\sum_{i=1}^f [VMP_i]}{f} \quad (2.4)$$

$$COS_{méd} = \frac{\sum_{i=1}^f [COS_i]}{f} \quad (2.5)$$

Onde:

VMP_i - custo das perdas de produtos e materiais devido a um distúrbio i;

COS_i - custo das perdas em outros setores devido a um distúrbio i .

A produção interrompida resulta em custo na forma de capital e mão-de-obra ociosa (CMO), conforme a equação (2.6):

$$CMO = \sum_{i=1}^f [\varepsilon_1 \times tpar_i + \varepsilon_2 \times trel_{ii}] \times \frac{VMP}{tpar} \quad (2.6)$$

Onde:

ε_1 - fração da produção normal não produzida durante o desligamento;

ε_2 - fração da produção normal não produzida durante o religamento;

$trel_{ii}$ - tempo de religamento de um processo interrompido de duração $tpar_i$.

As indústrias que não produzem durante as 24 horas do dia possuem a opção de recuperar uma fração da produção perdida por intermédio de trabalho de regime de hora extra. Em muitos casos, isso não é viável devido aos custos extras associados. Mas, uma vez consideradas as obrigações trabalhistas e, ainda assim, optado pela decisão de trabalho em regime de hora extra (HE) para recuperar a perda da interrupção.

O custo dessa recuperação para a produção em hora extra (CR) pode ser calculado segundo a equação (2.7):

$$CR = HE \times \frac{\omega_1}{\omega_2} \times \frac{SMO}{tpar} \quad (2.7)$$

Onde:

SMO - custo da mão-de-obra anual a ser acrescentado;

ω_1 - porcentagem do salário composto por horas extras;

ω_2 - porcentagem do salário composto por horas normais.

Por fim, o custo da interrupção do consumidor (CC) gerada anualmente por afundamentos de tensão, pode ser determinado com base na equação (2.8):

$$CC = CMP + CMO + CR - EE + CDIV \quad (2.8)$$

Onde:

EE - economia de energia durante a interrupção do processo;

CDIV - custos diversos não considerados nas equações anteriores e consequentes da ocorrência de um distúrbio. São valores específicos de cada processo.

Esta metodologia integrada permite a realização de uma estimativa dos custos de interrupções dos processos industriais com cargas sensíveis provocadas por afundamentos de tensão, compondo assim uma ferramenta para a tomada de decisões no que concerne a mitigação do problema.

2.2.4 - Método para Cálculo do Custo de Interrupção de Pequenas Plantas Industriais Causado por Afundamentos de Tensão e Interrupções de Energia Elétrica

Este trabalho (QUAIA, 2003A) contempla pequenos consumidores industriais italianos, alimentados em média tensão (MT) (10-20 kV). Pesquisas recentes mostraram que, pelo menos, um terço desses usuários é

sensível a AMTs e possui custos significativos relativos a distúrbios no fornecimento de energia, mas apenas alguns deles são capazes de quantificar esses custos com precisão adequada.

De acordo com o autor, para qualquer planta, o custo de interrupção está diretamente relacionado com a duração da mesma. Com isso, uma interrupção de curta duração irá custar mais do que um AMT, mesmo que as duas causem a parada de um processo devido ao desligamento do mesmo equipamento. A maioria dos consumidores sensíveis relata que o afundamento é o pior distúrbio envolvendo a qualidade da energia elétrica por causa da sua frequência de ocorrência.

Baseadas nas informações obtidas de diversas pequenas indústrias italianas pesquisadas pelos autores, um padrão para quantificar os custos de interrupção dessas indústrias é desenvolvido com o objetivo de fornecer aos usuários de MT uma ferramenta para o cálculo correto dos custos.

2.2.4.1 - Cálculo do Custo de Interrupção dos Processos

A pesquisa teve como enfoque a determinação dos efeitos de distúrbios relacionados à tensão de fornecimento e o custo de interrupção do processo de duzentos consumidores industriais. Uma grande quantidade de informações foi coletada sobre a operação da planta, a estrutura do sistema de produção, os procedimentos de religamentos e os vários outros aspectos relacionados ao custo da parada dos processos. Experiências provaram que as coletas de dados a respeito desse custo não são simples, pois:

- ❖ Consumidores não estão dispostos a fornecer os dados;
- ❖ Os dados normalmente não são controlados e podem ser sobre-estimados;

- ❖ Com algumas exceções, somente clientes sensíveis possuem custos extras devido a problemas relacionados à QEE.

O custo de interrupção do processo inclui os custos de perda de produção custos de matéria-prima perdida, imperfeições na produção, equipamentos danificados e manutenção extra. Já as economias em matéria-prima, energia elétrica, combustível e trabalho não realizado devem ser subtraídas. Outro ponto importante a ser considerado é com relação à recuperação da produção perdida.

2.2.4.1.1 *Custo de Perda de Produção durante o Distúrbio (CPP_D)*

O custo de perda de produção durante o distúrbio pode ser obtido através de (2.9).

$$CPP_D = \sum_{j=1}^{nm} A_j \times t_D \quad (2.9)$$

Onde:

nm - número de máquinas;

t_D - duração do distúrbio;

A_j - valor da produção/tempo de cada máquina do processo.

Para os AMTs, esse valor pode ser descartado, por causa da pequena duração do evento.

2.2.4.1.2 *Custo de Perda de Produção durante o Religamento do Sistema (CPP_R)*

A quantificação desse custo não é imediata, já que o tempo de religamento é afetado pelos fatores:

- ❖ Restabelecimento normal de cada máquina;
- ❖ Tempo extra para máquinas específicas que necessitam de manutenção;
- ❖ Procedimento de restabelecimento adotado;
- ❖ Demora na intervenção da manutenção.

Na maioria das plantas industriais pesquisadas, as máquinas são sequencialmente restabelecidas. Nesse caso, o tempo de religamento e o custo da perda de produção aumentam da primeira à última máquina. Assumindo “nm” máquinas iguais e uma manutenção imediata, o custo de restabelecimento da primeira máquina pode ser obtido através da equação (2.10).

$$CPP_R^1 = A_1 \times (trel + trel_{ext}) \tag{2.10}$$

Onde:

A₁ - valor da produção/tempo da primeira máquina;

trel - tempo normal de religamento da primeira máquina;

trel_{ext} - tempo extra de religamento da primeira máquina.

O tempo extra de religamento depende individualmente de cada processo interrompido, e pode ser estimado ponderando o tempo de

religamento dos processos através de (2.11).

$$trel_{ext} = \sum_{i=1}^{np} \frac{tproc_i}{tprod_{tot}} \times trel_{exti} \quad (2.11)$$

Onde:

np - quantidade de processos;

$tproc_i$ - tempo do processo “i” durante produção normal;

$trel_{exti}$ - tempo extra de religamento do processo “i”;

$tprod_{tot}$ - tempo total de produção.

O custo da máquina “j” pode ser determinado através de (2.12),

$$CPP_R^j = j \times CPP_R^1 \quad (2.12)$$

Assumindo o mesmo valor de produção/tempo das “nm” máquinas, o custo total de restabelecimento do sistema de produção pode ser obtido através de (2.13).

$$CPP_R = \sum_{j=1}^{nm} CPP_R^j = A \times (trel + text_{rel}) \times \sum_{j=1}^{nm} j = A \times (trel + text_{rel}) \times K_{nm} \quad (2.13)$$

Onde:

A - valor comum para as nm máquinas;

$$K_n = nm(nm+1)/2.$$

2.2.4.2 - Custos de Material Perdido, de Produto Imperfeito, de Equipamentos Danificados e de Manutenção Extra

Esses custos independem do tempo e são quantificados por meio do número de ocorrências de interrupção. Em interrupções programadas, esses custos não devem ser considerados.

Os custos referentes ao material perdido e produtos imperfeitos podem ser precisamente estimados. Por outro lado, os custos relativos a danos aos equipamentos (CMP) e a manutenções extras (CME) são mais difíceis. Estes valores podem ser calculados como visto em (2.14).

$$CMP + CME = \text{custo anual} / \text{eventos} / \text{ano} \quad (2.14)$$

2.2.4.3 - Economia de Matéria-prima (EM)

A economia da matéria-prima não utilizada por uma máquina “j” qualquer durante a parada do processo pode ser calculada através de (2.15).

$$EM = CM \times [t_D + j \times (trel + trel_{ext})] \quad (2.15)$$

Onde:

CM - custo por tempo da matéria-prima usada durante o distúrbio.

Adicionando as “nm” máquinas, obtém-se (2.16).

$$EM = CM \times [nm \times t_D + K_n \times (trel + trel_{ext})] \quad (2.16)$$

2.2.4.4 - Economia de Energia Não-Consumida (EE)

No caso de AMT, esta economia depende do tempo de religamento, como pode ser visto em (2.17). Esta aproximação é justificada pelo modesto peso das economias no custo total de interrupção dos processos.

$$E_E = C_{kWh} \times P_T \times t_D + C_{kWh} \times P_P \times trel_{tot} / 2 \quad (2.17)$$

Onde:

C_{kWh} - custo de um kWh;

P_T - energia comprada pelo consumidor;

P_P - energia consumida pelos processos produtivos sensíveis;

$trel_{tot}$ - tempo total de religamento de toda a planta industrial.

2.2.4.5 - Outras Economias

Outras economias possíveis, como as de combustível e de produção, são praticamente desprezíveis.

2.2.4.6 - Recuperação de Produção Perdida

A recuperação total ou parcial da produção perdida pode ser necessária para cumprir compromissos contratuais. Supondo β como sendo a recuperação da produção, em p.u., os custos de perda de produção total (CPP) podem ser calculados por intermédio de (2.18).

$$CPP = (CPP_D + CPP_R) \times (1 - \beta) \quad (2.18)$$

Normalmente, com o trabalho intensificado, não é necessária a utilização de hora extra, entretanto, se necessário, o custo de recuperação (CR) pode ser calculado por meio de (2.19).

$$CR = nf \times SMO \times trec + \beta \times EE \quad (2.19)$$

Onde:

nf- número de funcionários trabalhando em tempo extra;

SMO - custo/hora dos funcionários;

EE - economia total de matéria-prima e de energia;

trec - tempo de recuperação que pode ser calculado através da equação (2.20).

$$t_{rec} \cong \xi (t_D + trec_{tot} / 2) \quad (2.20)$$

O custo em função de ξ pode ser visto através da equação (2.21).

$$CR = \beta \times (t_D + trec_{tot} / 2) + \beta \times E = \beta \times CR_{tot} \quad (2.21)$$

Onde:

CR_{tot} - custo de recuperação de toda a produção.

Sintetizando a ideia de recuperação, entende-se que ela evita custos por penalidades (CP), portanto, deve ser realizada sempre que a expressão (2.22) for satisfeita.

$$\beta \times CPP + CP > CR \quad (2.22)$$

2.2.5 - Custos de Interrupção de Energia Elétrica

Este artigo (MASSAUD, 1994) apresenta o sumário dos principais resultados obtidos em uma pesquisa realizada no Brasil a respeito de custos de interrupção. O método utilizado é descrito brevemente e os principais resultados são apresentados. Resultados de pesquisas em outros países também são utilizados para se comparar com os desta.

2.2.5.1 - Metodologia

Para se determinar o custo de interrupção, o método mais utilizado é o de pesquisa direta com o consumidor. Cada consumidor é considerado como uma unidade que combina a produção (capital e material) e elementos básicos (matéria-prima, energia elétrica, etc.) para se obter o produto final. O grau de dependência entre o processo produtivo e a energia elétrica é determinado com alta precisão por este método.

Sabe-se que o mercado de energia brasileiro (37.000 MW em 1991) é composto basicamente por três classes consumidoras:

- ❖ Residencial;
- ❖ Comercial;

❖ Industrial.

Sendo que 85% da energia consumida estão entre as classes industrial (49%), residencial (24%) e comercial (12%). O restante (15%) refere-se a consumidores rurais, ao serviço público e à iluminação pública.

Cada elemento da classe residencial é considerado um produto unitário, em que a entrada econômica básica é o tempo da família e a saída do produto são os trabalhos domésticos, como refeições e o tempo livre. A maior dificuldade desse modelo é o fato de esses “produtos” não possuírem um valor específico. O custo para classes residenciais (CICres) pode ser calculado com base na equação (2.23).

$$CICres_i = C_{kWh} / EC \quad (2.23)$$

Onde,

C_{kWh} - Custo energia residencial consumida por hora;

EC - média da energia consumida por hora no período de 17h as 22h.

O modelo da classe comercial considera os seguintes itens: produtos em estoque, oportunidade comercial, capital inativo e trabalho que não pode ser feito no mesmo dia da interrupção. Cada elemento dessa classe é considerado como uma unidade de produção.

O consumidor industrial é também representado como uma unidade de produção, tendo como entrada elementos econômicos básicos (energia elétrica, matéria-prima, etc.), trabalho e capital, e como saída, o produto final. A perda de produção causada pela falta de energia elétrica é quantificada por

diversos itens, como volume de material perdido, produtos inacabados que podem se deteriorar, material ocioso, perda de investimento do capital e tempo necessário para recuperação da produção. Assim, o custo da interrupção na classe industrial (CICind) pode ser calculado com base na equação (2.24):

$$CICind = \frac{(CBI - CR + SMO_{ext})}{(f \times ENS)} \quad (2.24)$$

Onde,

CBI - custo básico de interrupção, dado pelo custo total de trabalho e do capital e o custo do material perdido;

CR - custo de recuperação da produção por hora extra;

SMOext - custo do trabalho extra por hora;

f - frequência de interrupção durante o ano;

ENS - energia não suprida.

2.2.5.2 - Comparação dos Resultados de Pesquisas

Para a comparação dos custos de interrupção de fornecimento de energia elétrica de diferentes países, deve ser considerada, primeiramente, a confiabilidade dos sistemas elétricos. Quanto menor a confiabilidade do sistema, provavelmente, menor será o impacto da interrupção.

Os resultados da pesquisa de custo de interrupção de consumidores brasileiros foram comparados aos resultados de pesquisas realizadas nos EUA e no Canadá. Os consumidores industriais brasileiros possuem custo de interrupção inferior aos norte-americanos e aos canadenses devido ao maior

desenvolvimento tecnológico destes em relação àqueles. Quanto ao custo dos consumidores comerciais e residenciais, como há pesquisas com valores superiores e outras com valores inferiores aos brasileiros, não há um padrão para comparação.

Tais resultados evidenciaram que a utilização de valores típicos de custo pode comprometer a análise a respeito de custos de interrupção, pois eles variam de país para país.

2.2.6 - Custos do Consumidor Relacionado a Interrupções de Energia Elétrica e Problemas na Tensão: Metodologia e Resultados

Este artigo (KJOLLER, 2008) apresenta a metodologia utilizada e os principais resultados de uma pesquisa realizada na Noruega sobre os custos de interrupção e variações da tensão, com base em questionários sobre custos diretos e disposição do consumidor em pagar para evitar as variações na tensão ou em aceitá-las.

Os resultados são normalizados pela energia não suprida, em kWh, para os casos de interrupções com duração superior a três minutos, e pela potência, em kW, para as interrupções de curta duração e afundamentos de tensão com duração menor ou igual a três minutos.

Por fim, é realizado um estudo comparativo entre as pesquisas realizadas em 1991 e em 2001.

2.2.6.1 - Pesquisa junto ao Consumidor

A pesquisa foi realizada por meio de questionários enviados aos consumidores, com perguntas sobre a estimação de custos e perdas devido a interrupções de energia, com durações variadas, considerando o dia da semana

e o mês do ano.

Os dados esperados desta pesquisa envolvem:

- ❖ Custo de interrupção de longa duração (> três minutos);
- ❖ Custo de interrupção de curta duração (<= três minutos);
- ❖ Custos relativos à variação de tensão. Os afundamentos de tensão foram limitados em uma tensão mínima de cinquenta por cento e duração de um segundo;
- ❖ Custos relativos à interrupção parcial ou rejeição de carga;
- ❖ Percepção do consumidor à qualidade da energia;
- ❖ Flexibilidade do consumidor a respeito do custo versus qualidade da energia.

Os consumidores foram divididos em seis categorias:

- ❖ Industrial;
- ❖ Comercial;
- ❖ Grandes industriais;
- ❖ Setor público;
- ❖ Agricultura;
- ❖ Residencial.

A pesquisa consistiu de uma abordagem direta através dos custos

diretos e uma indireta com a disposição do consumidor a pagar por uma melhor qualidade da energia. Um dos parâmetros dessa pesquisa foi o tempo de referência usado para estimar a interrupção de fornecimento dos diferentes grupos de consumidores, considerado por eles, segundo a concessionária, como o pior caso.

2.2.6.2 - Metodologia para Estimação dos Custos

Para aplicar os dados obtidos das pesquisas no planejamento e na operação do sistema elétrico, é necessário transformá-los em dados normalizados. Para isso, tem-se a possibilidade de normalização utilizada na Noruega: por meio da energia não suprida para interrupções de longa duração ($t > \text{três minutos}$) e da demanda para o caso de afundamentos e interrupções de curta duração ($t \leq \text{três minutos}$)

A estimativa da ENS de interrupções de longa duração é realizada por meio da curva de carga como pode ser observado na Figura 2.3. A equação (2.25) mostra uma aproximação dessa estimativa.

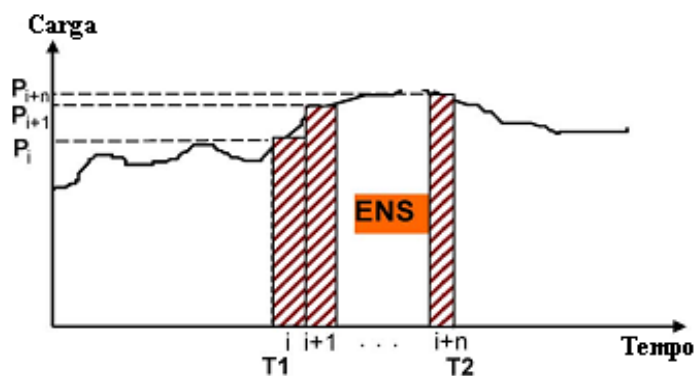


Figura 2.3 - Aproximação da ENS baseada na curva de carga

$$ENS = \int_{T_1}^{T_2} P(t) \approx \sum_{t_{\text{ener}}=i}^{t_{\text{ener}}=i+n} P_{\text{méd}} \quad (2.25)$$

Onde:

$P_{\text{méd}}$ - carga média para qualquer hora h em kW;

t_{ener} - número de horas sem energia.

Os resultados de duas pesquisas, 1991 e 2001, realizadas na Noruega, são apresentados na Tabela 2.2 a qual nota-se um aumento considerável no custo dos consumidores relativos à interrupção de uma hora. É relevante ressaltar o aumento percentual considerável no custo dos consumidores agrícolas, que pode ser explicado pela modernização da agricultura.

Tabela 2.2 - Comparação entre o custo de interrupção de 1 hora em 1991 e em 2001.

Grupo dos consumidores	Estimação	1991 [US\$/kWh]	2001 [US\$/kWh]	Aumento Percentual
Industrial	CD	12,4	22,2	79%
Comercial	CD	8,6	36,3	322%
Grandes industriais	CD	3,5	4,3	22%
Agricultura	CD	0,3	3,0	900%
Residencial	DP	0,5	0,9	80%

A pesquisa apresentou uma considerável dispersão dos resultados de cada grupo de consumidores, sendo que os valores estavam entre uma a duas vezes o desvio padrão.

Por fim, foi confirmado o aumento dos custos de interrupção dos consumidores os quais possuíam maior dependência da energia elétrica.

2.2.7 - Metodologia para Avaliação dos Custos Associados a Problemas de Qualidade de Energia em Consumidores de Grande Porte

Este artigo (COELHO, 2006) propõe uma metodologia para identificar e quantificar os custos associados a perdas causadas por problemas de qualidade de energia elétrica dos consumidores comerciais e industriais de grande porte. Ela consiste na avaliação financeira dos prejuízos inerentes à qualidade de energia inadequada. Para tanto, o autor utilizou o método da pesquisa junto às diversas classes de consumidores, os quais são classificados seguindo a Classificação Nacional de Atividades Econômicas (CNAE).

A partir dos dados obtidos, propõe-se uma série de etapas para a quantificação desses custos, com a finalidade de disponibilizar uma ferramenta eficaz na melhoria do processo de otimização da aplicação dos recursos financeiros e tecnológicos na ampliação e na manutenção do sistema elétrico.

2.2.7.1 - Pesquisa junto aos Consumidores

Para que os dados sejam corretamente obtidos, é preciso que o pessoal envolvido em todo o processo de produção do consumidor participe do levantamento dos custos, o que inclui os colaboradores da área gerencial, financeira, operacional, de manutenção e também da área de vendas.

A determinação do custo de interrupção dos processos, que pode ter como causa diferentes tipos de distúrbios no fornecimento da energia elétrica, pode ser dividida em três partes principais: os custos relativos ao tempo

perdido em razão do distúrbio considerado; os prejuízos relacionados à qualidade do produto; outros custos diversos, que podem ser, por exemplo, o custo da aplicação de multas e penalidades em função dos prejuízos causados à sociedade. Na determinação do custo de interrupção do processo industrial, temos os seguintes custos associados:

- ❖ Trabalho não realizado: representa o trabalho ocioso;
- ❖ Perdas de produção: referem-se a perdas relacionadas aos produtos e aos serviços que não podem ser gerados até que o processo de produção seja recuperado. São representados por:
 - Lucro cessante: calculado pela margem de lucro multiplicada pela produção não realizada;
 - Horas-extras: após a ocorrência de um evento, pode ser necessário que os funcionários façam horas-extras para recuperar a produção perdida a fim de não comprometer a entrega aos clientes;
 - Custos administrativos e operacionais: custos adicionais necessários para operar a empresa e os equipamentos fora do horário normal de funcionamento;
 - Multas por entrega atrasada: em alguns contratos, estão previstas penalidades por não cumprimento dos prazos, que devem ser consideradas na avaliação dos custos.
- ❖ Custo de reparo dos equipamentos danificados: o custo de reparo é difícil de mensurar, pois não se sabe quais as peças que serão

danificadas por efeito dos distúrbios;

- ❖ Perdas devido à qualidade do produto: essas perdas são referentes ao retrabalho e ao produto danificado que não pode mais ser recuperado.
 - Produtos danificados: estes custos podem ser mais facilmente mensurados através da determinação do custo necessário para substituir o produto danificado pelo produto de boa qualidade, no estágio da produção em que ocorreu o distúrbio;
 - Retrabalho: refere-se ao trabalho necessário para reparar os produtos danificados até o ponto em que estes possam ser reaproveitados. Para tanto, são incluídos custos de mão de obra e custos de materiais.
- ❖ Outros: alguns consumidores podem estar sujeitos a multas e penalidades caso possam causar algum dano a terceiros ou ao meio ambiente devido a distúrbios.

Além dos custos apresentados, existem outros custos cuja quantificação é difícil de ser verificada e, portanto, não são levados em consideração na avaliação financeira. Como exemplo, temos os relacionados a perdas de novos negócios devido à insatisfação dos clientes em razão do não cumprimento dos prazos.

Após o levantamento dos custos, chega-se ao custo total por distúrbio, que pode ser multiplicado pelo número de ocorrências anuais, resultando em um custo total anual.

2.2.7.2 - Metodologia Proposta

Uma das grandes dificuldades para calcular o custo das interrupções de energia elétrica refere-se à diferença entre o que é pago pelo consumidor pela energia elétrica e o prejuízo da interrupção do fornecimento. Esse custo, que pode ser denominado de custo indireto, deve ser gerenciado pelas empresas, mesmo não sendo remunerado diretamente, pois implica em sanções à concessionária aplicadas pelo órgão regulador (ANEEL).

Assim, propõem-se as seguintes etapas para levantamento e definição desses custos:

Etapa 1 - Elaboração de Questionários: nesta etapa, serão levados em consideração padrões nacionais e internacionais e a legislação vigente sobre qualidade da energia elétrica, custos de interrupção e aplicações de técnicas de pesquisa com abordagens quantitativa e qualitativa, destacando a:

a) Definição da tipologia dos grandes consumidores, suas respectivas tarifas de energia elétrica e incidência de interrupções, reclamações e ressarcimentos (valores e bases de cálculo);

b) Desenvolvimento de formulários para avaliação de ocorrências de interrupção de energia elétrica, suas causas e impactos nos custos operacionais dos clientes; planejamento e execução do trabalho de campo; compilação dos dados coletados;

Etapa 2 - Pesquisa de Campo: definição de uma área-piloto que represente uma população estatisticamente significativa, diferenciando-a em várias categorias (ex: atividade comercial ou industrial, setor, porte, etc.);

Etapa 3 - Elaboração da Função Custo: obtenção de funções de custo para as classes de consumidores pesquisadas;

Etapa 4 - Testes de Validação: comparação do modelo econométrico obtido com outros modelos nacionais e internacionais;

Etapa 5 - Módulo de Simulação: desenvolvimento de programa computacional para aplicações em demais consumidores não amostrados.

A utilização de pesquisa direta é o método mais confiável, dentre os existentes, para a quantificação do custo dos consumidores devido a afundamentos de tensão. Porém, tal método pode levar a erros na definição dos custos como, por exemplo, a sobre estimação por parte dos consumidores o que seria difícil de ser aferido. Esse método utiliza questionários e necessita do estudo da área de abrangência da pesquisa para selecionar a população estatisticamente significativa.

2.2.8 - Avaliação Econômica das Perdas por Distúrbios na Rede Básica

Este trabalho (LEITÃO, 2003) teve como objetivos:

- ❖ Quantificar monetariamente os custos das perdas a partir das interrupções de energia elétrica, comparando-os aos custos totais da energia;
- ❖ Quantificar os afundamentos de tensão, a partir de medições em pontos de controle da rede básica, classificando-os de acordo com a sua severidade;
- ❖ Obter uma estimativa dos custos das falhas para a economia nordestina, buscando um valor agregado que indique as

- repercussões para o setor produtivo;
- ❖ Por meio do conhecimento do ambiente quanto à incidência de falhas, fornecer subsídios acerca da energia entregue, contribuindo para o planejamento dos novos empreendimentos;
 - ❖ Evidenciar oportunidades de melhorar o desempenho dos sistemas de proteção e controle.

2.2.8.1 - Metodologia

Para levantamento dos dados dos grandes consumidores industriais do Nordeste, foi utilizado um questionário, elaborado de acordo com as recomendações e cuidados observados na literatura. A primeira parte levanta aspectos gerais e conhecidos sobre a empresa, tipos de equipamentos utilizados, existência de equipamentos de geração de emergência, etc. A segunda parte é mais específica sobre as falhas de curta duração; como se trata de um assunto ainda pouco explorado no ambiente industrial, ela foi acompanhada de um texto explicativo sobre as variações de tensão de curta duração.

O registro dos distúrbios na rede de transmissão é feito por meio de medidores digitais instalados em barras de 230 e 69 kV da rede e a classificação segue as referências estabelecidas nas normas sul-africana (NRS-048) e norte-americana (IEEE 1995b e IEEE 1998), de forma a avaliar os riscos de impactos sobre os consumidores.

2.2.8.2 - Resultados

A sensibilidade dos consumidores frente a afundamentos momentâneos

de tensão no Nordeste brasileiro mostra que cerca de 20% não identificam perdas significativas, 50% apresentam perdas parciais estimadas em US\$ 30.000,00 por evento e 30% mostram-se altamente prejudicados com perdas totais equivalentes a paralisações de 1 hora de produção, estimadas em US\$ 200.000,00 por evento.

Em média, os eventos mais severos ocorrem menos de uma vez por ano, enquanto os casos de perdas parciais ocorrem cerca de duas vezes por ano. Alguns consumidores, especialmente os de indústrias químicas, referem-se a perdas que certamente são devidas a variações de frequência no sistema, particularmente numerosas no ano de 2001, face às condições de operação determinadas pela forte crise energética.

Merecem destaque algumas constatações:

1 - Equipamentos mais afetados: CLPs, microcomputadores, contadores, motores-compressores, retificadores, caldeiras, motores, sequencia de motores de velocidade controlada no setor de laminação das siderúrgicas;

2 - Em vários casos, é citada a utilização de *no-breaks* para alimentação de CLPs e microcomputadores. A experiência com *no-breaks* tem sido frustrante em alguns casos por não oferecerem boas respostas nas emergências e por ocorrerem problemas com as baterias;

3 - Em geral, os prejuízos estão mais associados a perdas de produto, sendo pequenas as parcelas atribuídas à perda de trabalho e aos custos indiretos;

4 - Riscos de acidentes e danos pessoais, bem como a possibilidade de prejuízos para a segurança patrimonial, são também citados, embora

considerados de difícil mensuração;

5 - Há casos em que um afundamento de cinquenta por cento na tensão equivale a um blecaute;

6 - Em geral, como trabalham em regime de turnos contínuos, é difícil recuperar a produção perdida.

Os resultados deste trabalho mostraram que o afundamento de tensão é um problema a ser mais bem estudado devido a sua frequência e, principalmente, os seus custos serem próximos aos custos de interrupção.

2.2.9 - Principais Conclusões, Interpretação e Aplicações da Pesquisa sobre Custo de Interrupção

Este trabalho (GCOI/SCEL/GTAD, 1992) apresentou as principais conclusões, interpretações e aplicações de uma pesquisa realizada no período de 1987 a 1991, por orientação do Grupo Coordenador para Operação Interligada, a respeito dos custos de interrupção de energia elétrica no Brasil.

A meta original do trabalho era obter os custos de interrupção médios de cada classe de consumidores, para cada empresa de energia elétrica. Entretanto, na maioria das empresas, a amostragem para os consumidores industriais e comerciais ficaram abaixo da pretendida (a amostragem da CEMIG foi acima da pretendida). Já para os consumidores residenciais a amostragem foi próxima ao pretendido.

Os custos de interrupção que se tentou determinar foi o custo de interrupção do ponto de vista do consumidor através de uma pesquisa direta e não o da perda de faturamento da concessionária. Essa metodologia procura

captar diretamente junto ao consumidor, por meio de questionários, as informações necessárias à avaliação do custo de interrupção para cada classe de consumo.

Na presente pesquisa, o resultado final foi o custo de interrupção unitário a nível nacional, ou seja: a amostragem considerada estima valores médios nacionais e não por empresa. Isso porque com a amostragem obtida não se pode assegurar a validade estatística dos dados levantados em cada empresa isoladamente.

Enfatiza-se, ainda, que os custos assim obtidos não devem ser visto como valor exato, mas como um indicativo da ordem de grandeza dos custos reais.

Alerta-se, ainda, para aplicação indevida desse valor a mercados demasiadamente específicos, tendo em vista que o custo determinado será um valor médio de um universo bastante amplo.

2.2.9.1 - Interpretação dos Resultados: Segmento Industrial

- ❖ Custos constantes ao longo do dia;
- ❖ Custos variam acentuadamente dependendo do grupo de atividade industrial;
- ❖ Interrupções de até três minutos os custos médios estão entre 2,73 e 2,87 US\$/kWh;

2.2.9.2 - Interpretação dos Resultados: Segmento Comercial

- ❖ Para todas as faixas de consumo e para qualquer horário, o custo

unitário de interrupção para este segmento, em US\$/kWh, cresce com a duração da interrupção acentuadamente nos primeiros 30 minutos e tendendo a se estabilizar no período seguinte.

- ❖ O custo unitário para o segmento comercial é superior do segmento industrial devido ao valor produzido por kWh ser superior ao da indústria.
- ❖ O custo obtido médio varia entre 1,81 e 1,83 US\$/kWh para interrupções de 3 minutos.

2.2.9.3 - Interpretação dos Resultados: Segmento Residencial

- ❖ O custo médio de interrupção para consumidores residenciais varia pouco entre as regiões do país - entre 1,01 a 1,33 US\$/kWh;
- ❖ Dentro da metodologia adotada, o custo unitário da interrupção residencial não varia com a duração da interrupção, sendo constante no período de 18 às 24h. No período das 0 as 18h assume-se que este custo é bastante reduzido.

2.3 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Os resumos dos artigos apresentados neste capítulo foram importantes para o conhecimento das principais metodologias utilizadas tanto para quantificar o custo devido a afundamentos momentâneos de tensão, bem como para identificar as suas principais dificuldades.

Como visto em Vajeth (2004), o custo devido a um afundamento envolve tanto os custos de identificação e reparo das faltas pelas

concessionárias, quanto os problemas nos equipamentos dos consumidores.

Para a quantificação do custo devido a ocorrências de AMTs com maior confiabilidade nos resultados, como visto em (COELHO, 2006) e (LEITÃO, 2003), é necessária a utilização de uma pesquisa feita diretamente com os consumidores. Para a sua realização, a elaboração de equacionamentos matemáticos para identificar os custos e a elaboração de um questionário de fácil compreensão para os consumidores são importantes ferramentas.

Diferentes filosofias foram encontradas no levantamento bibliográfico sobre o equacionamento matemático dos custos dos consumidores, especialmente os industriais. Como pode ser visto em (ALVES, 2003) e (QUAIA, 2003a), enquanto este não se preocupa com a economia de energia e matéria-prima adotando a filosofia de que estes recursos deverão ser utilizados independentemente do distúrbio, aquele detalha estas duas economias.

Como a realização de pesquisas junto aos consumidores demanda um longo tempo, em vários estudos, é inviável a sua realização. Para esses casos, a utilização de resultados de outras pesquisas a respeito de custo devido a AMTs (VAJETH, 2004) ou de custo devido à interrupção (MILANOVIC, 2006a e 2006b) é a única solução.

Entretanto, para utilizar dados de pesquisas anteriores, deve-se buscar a minimização de erros com a utilização da que melhor retrate o estudo a ser realizado. Portanto, deve-se evitar a utilização de pesquisa de outros países como visto em (MASSAUD, 1994), assim como corrigir os custos através de algum fator de correção, como a inflação (KJOLLER, 2008), caso necessário.

Por fim, uma importante observação na determinação do custo devido a

AMTs ou interrupções é a respeito da unidade adotada. Em (MILANOVIC, 2006a e 2006b), adota-se o custo pela energia anual consumida (MWh); em (KJOLLER, 2008), demanda interrompida (kW) para afundamentos e interrupções de curta duração menor que 3 minutos e da ENS (kWh) para interrupções de longa duração.

3 - PERDAS DE CARGA E CUSTOS DEVIDO A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

3.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Faltas ao longo do sistema elétrico podem gerar afundamentos de tensão em barramentos vizinhos e remotos. Os consumidores industriais conectados a esses barramentos podem ter seus equipamentos sensibilizados resultando no mau funcionamento ou na completa interrupção de seus processos.

Neste capítulo, será proposta uma metodologia para quantificar a perda de carga, a energia não consumida e os custos dos consumidores relacionados à ocorrência de afundamentos de tensão gerados por faltas nos sistemas elétricos das concessionárias.

Primeiramente, será descrita a metodologia utilizada para determinar o impacto dos afundamentos sobre os consumidores através da análise das curvas de carga, ou seja, estimação da perda de carga instantânea e da ENS.

Em seguida, será proposta uma metodologia para estimar os custos associados a afundamentos, ou seja, as perdas econômicas dos consumidores quando estes são afetados pelos AMTs.

Por fim, serão apresentados os resultados de um caso real, com a utilização de dados obtidos junto a uma concessionária de energia elétrica brasileira por meio de um projeto de pesquisa e desenvolvimento.

3.2 - PERDA DE CARGA E ENERGIA NÃO SUPRIDA DEVIDO À OCORRÊNCIA DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Para a quantificação das perdas de carga devido à ocorrência de

afundamentos de tensão gerados por faltas ao longo do sistema elétrico, são necessárias duas etapas: obtenção dos registros de faltas e determinação das perdas de carga.

Os registros de faltas são necessários para a identificação de características das faltas - data, hora, localização - que possibilita, por intermédio de análises das curvas de carga, a estimação da perda de carga instantânea e da ENS.

Antes da análise das curvas de carga, é necessária a realização de estudos referentes ao tipo de sistema onde ocorreu a falta. Em sistemas radiais, quando da ocorrência de faltas, os consumidores podem presenciar uma interrupção de fornecimento de energia ao invés de um afundamento. Na análise de afundamentos, tais ocorrências devem ser descartadas para não introduzir erros nos resultados. Por outro lado, se for possível identificar consumidores alimentados por linhas adjacentes, os quais perceberão afundamentos ao invés de interrupções, os registros de perda de carga destes outros consumidores devem ser mantidos.

No caso de sistemas malhados, o registro de faltas é, geralmente, realizado através de dois terminais, ou seja, existem registradores instalados nas duas subestações onde a linha de transmissão é conectada. Para efeito de análise das faltas, o registro mais distante da falta deve ser descartado para evitar a duplicidade e a sobre estimação do número de faltas.

A segunda etapa consiste na análise das curvas de carga antes e após a ocorrência das faltas. De posse da curva de carga referente ao dia em que ocorreu a falta, pode-se quantificar a perda de carga devido aos afundamentos comparando a curva de carga real com uma estimada.

O processo de quantificação dessa perda de carga não é trivial, pois pequenas oscilações no fluxo de carga ocorrem constantemente, devido aos inúmeros chaveamentos do sistema elétrico, como, por exemplo, a entrada e saída de cargas, banco de capacitores e geradores. Portanto, devem-se diferenciar estes eventos normais de operação dos sistemas daquelas oscilações de carga dos consumidores devido à ocorrência de afundamentos de tensão. Para a realização dessa tarefa, a participação de especialistas da concessionária é indispensável.

Outro ponto importante na quantificação da perda de carga é a seleção da curva de carga a ser adotada como referência. Na maioria dos sistemas de transmissão, a rede é subdividida em regionais para facilitar o trabalho de supervisão e controle. Nesses casos, é indicada a utilização das curvas de carga das regionais próximas ao ponto de ocorrência das faltas com o objetivo de se obter maior precisão nos resultados.

No caso de grandes consumidores industriais que possuem alimentadores exclusivos, a perda de carga instantânea e a ENS podem ser estimadas através da curva de carga exclusiva associada a esses consumidores.

A perda de carga instantânea é obtida visualmente a partir de uma descontinuidade anormal na curva de carga esperada. A Figura 3.1 ilustra um exemplo de perda de carga instantânea de 240MW devido a um afundamento de tensão: a área sombreada corresponde à ENS. A determinação dessa ENS é realizada através do cálculo da área, compara-se a curva de carga real com a curva de carga esperada como visto em (VAJETH, 2004).



Figura 3.1 - Determinação da perda de carga e da ENS a partir da curva de carga

3.3 - PROPOSTA PARA A ESTIMAÇÃO DOS CUSTOS DEVIDO ÀS OCORRÊNCIAS DE AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

Como visto no levantamento bibliográfico, existem artigos que abordam os custos associados aos afundamentos de tensão e os custos relacionados às interrupções. Foram levantados alguns artigos que abordam o assunto através de equacionamentos e outros através de formulários de pesquisas específicos.

Na metodologia proposta neste trabalho, o método da pesquisa direta será sugerido por apresentar resultados mais exatos a respeito do impacto dos AMTs. Portanto, com base nos trabalhos citados no Capítulo 2, propõe-se que, para a determinação dos custos devido a afundamentos dos consumidores industriais, são necessárias quatro etapas:

- ❖ Compreensão e identificação do fenômeno;
- ❖ Utilização de cálculos matemáticos;
- ❖ Aplicação de um questionário para levantamento dos custos devido a ocorrências de AMTs;
- ❖ Cálculo normalizado do custo.

Na estimação dos custos, serão considerados apenas os custos diretos - como perda de produção e queima de equipamentos -, sendo desconsiderados os custos indiretos como a insatisfação do cliente e a depreciação dos equipamentos. O custo a ser utilizado nesta metodologia será o custo da energia não suprida ou não consumida pelo consumidor.

3.3.1 - Compreensão e Identificação do Fenômeno

Afundamentos momentâneos de tensão, segundo a norma 1159 - 1995 (IEEE, 1995a), são fenômenos de qualidade de energia elétrica, em que ocorre uma redução no valor RMS da tensão entre 0,1 e 0,9 p.u., com duração entre meio ciclo e um minuto.

Os AMTs podem ser identificados dentro de um processo industrial quando há desligamento, operação indevida ou queima repentina de equipamentos, produtos finais com baixa qualidade entre outros.

3.3.2 - Cálculos Matemáticos

Para se calcular o custo de um consumidor, sobretudo o industrial, devido à ocorrência de um AMT, a padronização dos equacionamentos é necessária para facilitar a aferição dos resultados. Esse equacionamento depende basicamente da sensibilidade dos processos a cada evento. Dessa

forma, na ocorrência de um AMT, o processo pode se comportar de três maneiras: interrupção total, operação inadequada (falha parcial) ou operação normal.

Para o caso em que há a interrupção, o regime de trabalho da indústria é importante no equacionamento. As indústrias que trabalham em regime integral, vinte e quatro horas por dia, serão consideradas impossibilitadas de recuperar a produção perdida por culpa do distúrbio.

O equacionamento do custo envolve os seguintes fatores:

- ❖ Custo da parada da produção (CPar): custo diretamente relacionado à produção parada devido ao distúrbio e pode ser calculada através da equação (3.1).

$$CPar = (VPF \times nf - CMP - CE + SMO \times nmo) \times tpar_{tot} \quad (3.1)$$

Onde:

VPF - valor do produto final;

nf - número de produtos finais por hora;

CMP - custo de matéria-prima utilizada por hora;

CE - custo da energia elétrica por hora;

SMO - salários médios dos funcionários ociosos ligados à produção por hora;

nmo - número de funcionários que trabalham na produção.

tpar_{tot} - tempo total de parada (tempo de reparação e de religamento

das máquinas) em horas.

- ❖ Queima de equipamentos (QE): o custo dos equipamentos queimados é calculado empiricamente, ou seja, corresponde ao valor dos novos equipamentos subtraído do valor da venda dos danificados;
- ❖ Receita de matéria-prima danificada ou retrabalho (RMP): a matéria-prima que está sendo processada durante o distúrbio pode ser danificada. Se isso ocorrer, o material danificado pode ser reaproveitado sendo retrabalhado (R), caso seja viável recuperar a qualidade da matéria-prima ou produto. Caso contrário, o produto deve ser descartado, sendo considerado como sucata ou matéria-prima. Essa quantificação de receita de matéria-prima danificada pode ser calculada pela equação (3.2).

$$RMP = \begin{cases} R = VPF \times nr - (CE + SMO) \times tret \\ CPMD \end{cases} \quad (3.2)$$

Onde:

nr - número de produtos ou matérias primas retrabalhados;

SMO - custo da mão-de-obra por hora;

tret - tempo para retrabalho em horas;

CMPD - preço da matéria-prima descartada.

- ❖ Custo para recuperação da produção perdida (CR): se possível e necessário, o processo industrial poderá operar em hora-extra a

fim de se recuperar a produção perdida. Este cálculo pode ser realizado pela equação (3.3).

$$CR = (CMP + CE + \gamma \times CMO) \times trec \quad (3.3)$$

Onde:

γ - corresponde ao quociente entre o salário da hora extra da mão-de-obra e o salário normal;

trec - tempo para recuperação da produção.

- ❖ Multas por atraso de entrega (M): este valor é calculado através do contrato realizado entre o consumidor industrial e seus clientes.

Com isso o custo de interrupção do consumidor (CC) pode ser calculado através da equação (3.4).

$$CC = CPar + QE - RMP + CR + M + CA - EA \quad (3.4)$$

Onde:

CA - custos adicionais;

EA - economias adicionais.

É importante salientar que esse equacionamento é uma tentativa de auxiliar os consumidores industriais na determinação de seus custos devido a problemas em seus processos e que alguns desses parâmetros podem ser nulos ou não aplicados, como, por exemplo, o custo da mão-de-obra ociosa em processos automatizados.

Por fim, para os casos em que haja um mau funcionamento do processo de fabricação, a parcela CPar é praticamente desprezada por não ocorrer a parada do processo e, conseqüentemente, a variável t_{par} é zerada. Com isso, o custo total compreende basicamente o retrabalho da produção perdida.

3.3.3 - Questionário para Levantamento dos Custos

A proposta de formulário para que os consumidores possam determinar seus custos devido à ocorrência de afundamentos de tensão pode ser visto no Anexo A, o qual é baseado na norma (IEEE, 1998) e em (COELHO, 2006). A partir da utilização desta pesquisa, é possível a diferenciação dos custos de AMTs por ramo de atividade ou por região onde os consumidores industriais estão instalados.

Além da divisão por ramo de atividade, o questionário leva em consideração tanto a parada completa do processo industrial do consumidor, quanto à má operação de equipamentos individuais, buscando obter os valores a serem inseridos nas equações apresentadas no item anterior. Para se ter maior confiabilidade dos dados, o formulário deve ser preenchido com o auxílio de todas as áreas que participam ou estão ligadas aos processos de produção: área gerencial, financeira, operacional e de manutenção.

Outra forma de aumentar a confiabilidade dos resultados é a realização de estudos para determinar a frequência de eventos presenciados pelos consumidores. Esse estudo envolve a quantidade de eventos relatados pelos consumidores e o número de eventos registrados pela concessionária de energia elétrica.

3.3.4 - Proposta de Cálculo Normalizado do Custo

A partir dos dados obtidos pelo questionário do item anterior, é possível estimar o valor do custo devido a um AMT por kWh. Essa normalização facilita a quantificação das perdas econômicas dos consumidores com novos afundamentos de tensão no sistema elétrico, bastando-se multiplicar o custo pela ENS obtida pela curva de carga.

A estimativa desse custo normalizado (CN) pode ser determinada por meio da equação (3.5).

$$CN = \frac{1}{nc \times ENS_{anual}} \sum_{i=1}^{nc} C_i \quad (3.5)$$

Onde:

nc - número de consumidores sensíveis;

C_i - custo anual do consumidor “i”;

ENS_{anual} - energia não consumida anual.

Vale ressaltar que, nas concessionárias detentoras de extensos sistemas elétricos, os custos devem ser diferenciados por região. Com isso, a região que possui uma maior concentração de consumidores industriais sensíveis provavelmente terá um custo mais elevado do que as demais regiões. O questionário proposto permite também estabelecer custos diferentes para cada ramo da atividade.

3.4 - ESTUDO DE CASO

Este estudo de caso é baseado em resultados obtidos em um projeto de pesquisa e desenvolvimento junto à concessionária de energia elétrica de Minas Gerais, CEMIG. O ponto de partida, para definição da abrangência das análises, foi estabelecer quais seriam os anos cujas ocorrências seriam estudadas. Foi definido que o horizonte de análise fosse o período compreendido entre os anos de 2004 a 2007.

Outra questão importante foi a definição do sistema elétrico a ser estudado. Foi estabelecido pela CEMIG que fosse utilizada toda a rede básica de transmissão da empresa e alguns trechos em 138 kV. Tais trechos correspondem àquelas linhas de distribuição em 138 kV que estão conectadas a uma subestação da rede básica. Dessa forma, a CEMIG disponibilizou os seguintes dados referentes à rede de estudos:

- ❖ Diagramas unifilares;
- ❖ Divisão em regionais;
- ❖ Bases de dados de curto-circuito;

É importante salientar que o trabalho não contempla as faltas ocorridas no sistema elétrico de outras concessionárias, que podem ter sensibilizado os registradores da CEMIG, nem as do sistema de distribuição da CEMIG fora da área de escopo do projeto.

3.4.1 - Sistema de Transmissão CEMIG

O sistema de transmissão da CEMIG é composto por linhas em 138, 230, 345 e 500 kV. Este sistema é de propriedade do estado de Minas Gerais e, devido à grande interconexão com a rede de transmissão do sistema

3.4.2 - Sistema Registrador de Faltas

Após a definição do período de análise e da abrangência da rede, foi realizada uma busca por ocorrências de curto-circuito na base de dados do sistema SAPNET que corresponde ao sistema registrador de faltas utilizado pela concessionária.

O Sistema de Análise de Perturbações (SAPNET) da CEMIG é um sistema que acessa e gerencia dados, permitindo a análise, identificação e localização das perturbações que ocorrem no sistema elétrico. Esses dados são sinais analógicos de corrente e de tensão e sinais digitais de atuação de proteções e de manobras de disjuntores. Tais sinais são provenientes de Registradores Digitais e Relés de Proteção (RDPs), que estão instalados nas subestações. Os dados são transmitidos automática e remotamente para a central de análise, localizada na Gerência de Planejamento da Operação - GT/PO, órgão responsável pela análise das perturbações e atuações dos sistemas de proteção da Transmissão.

Existe um processo de varredura automática, em que é realizada, a cada quatro horas, uma comunicação com as subestações e usinas, com duração de aproximadamente uma hora. A velocidade na transmissão dos dados é dependente do canal utilizado e da localização da subestação ou usina.

A Figura 3.3 apresenta de forma simplificada a rede de registradores instalada no sistema de transmissão. Desde o ano de 2004, cem por cento das linhas de 230, 345 e 500 kV fazem parte da área de supervisão do SAPNET.

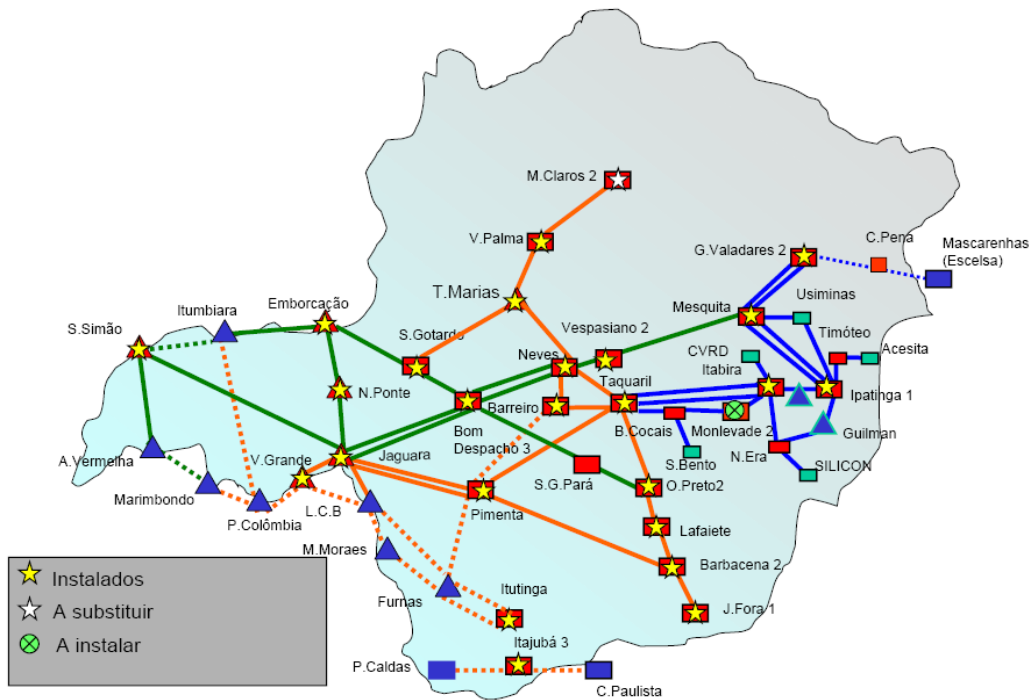


Figura 3.3 - Rede de oscilografia - sistema de transmissão CEMIG.

Atualmente, as principais aplicações do sistema SAPNET incluem:

- ❖ Análise do desempenho de proteções;
- ❖ Análise de perturbações no sistema;
- ❖ Localização de curtos-circuitos em linhas de transmissão;
- ❖ Monitoração de equipamentos sob suspeita.

Em geral, devem-se realizar as análises utilizando o SAPNET em conjunto com:

- ❖ Programa de curto-circuito gráfico;
- ❖ Registro histórico de grandezas;
- ❖ Sistema de localização de tempestades;
- ❖ Telas do sistema de supervisão;

- ❖ *Software* de gerenciamento de parâmetros de LTs.

Os Registradores Digitais de Perturbação - RDPs - efetuam o registro dos sinais sempre que um dos seguintes critérios for violado:

- ❖ Tensão abaixo de 80%, ou
- ❖ Corrente 30% acima da nominal, ou
- ❖ Disparo de algum canal digital, como operação de relé, abertura de disjuntor, etc.

3.4.3 - Resultados

As faltas foram disponibilizadas pela concessionária, por intermédio do SAPNET, cujos registros foram previamente analisados para eliminar os eventos que ocorreram em sistemas radiais, como visto na metodologia apresentada.

Após essa etapa, foram enviados ao Centro de Operação do Sistema da concessionária os registros com as suas características, como data, hora e localização do RDP para análise das curvas de carga. Os operadores do sistema analisaram as curvas de carga conforme metodologia proposta anteriormente para análise da perda de carga e forneceram os dados referentes à perda de carga instantânea e média em MW e à duração da perda de carga média em minutos de cada falta analisada.

A determinação da ENS foi aproximada pelo produto da perda de carga média pela duração correspondente ao tempo de retomada de carga. Esse procedimento aproxima a área apresentada na Figura 3.1 por um retângulo.

Em função da impossibilidade na ocasião de se realizar uma pesquisa direta para determinar o custo dos consumidores devido a afundamentos, foi

utilizado o custo de interrupção de curta duração de consumidores industriais de uma pesquisa realizada pela CEMIG (GCOI/SCEL/GTAD, 1993), cujo valor médio foi de 2,80 US\$/kWh. A utilização desse custo para retratar o afundamento se baseia em duas premissas: a particularidade das interrupções de curta duração serem afundamentos severos, em que a tensão reduz a valores inferiores a 0,1 p.u.; e porque a maioria dos outros consumidores (residencial, comercial, etc.) estarem distante eletricamente das faltas analisadas.

Na aferição dos resultados foram excluídas, além das linhas de transmissão radiais, as faltas:

- ❖ Sem informação a respeito da perda de carga;
- ❖ Cujas duração englobava outras faltas. Para este caso, foi selecionada a falta considerada mais severa e descartada as demais (agregação temporal).

Das 777 faltas registradas no período, 189 tiveram perda de carga instantânea significativa, o que corresponde a 24,3%. A Figura 3.4 apresenta o histograma com os valores da perda de carga instantânea, o qual possui valores que variam entre 8 e 640 MW.

É evidente, neste gráfico, a predominância de faltas com valores reduzidos de perda de carga instantânea. Dos 189 eventos, 123 eventos (65,1%) apresentam perdas de carga inferiores à média (105,8 MW).

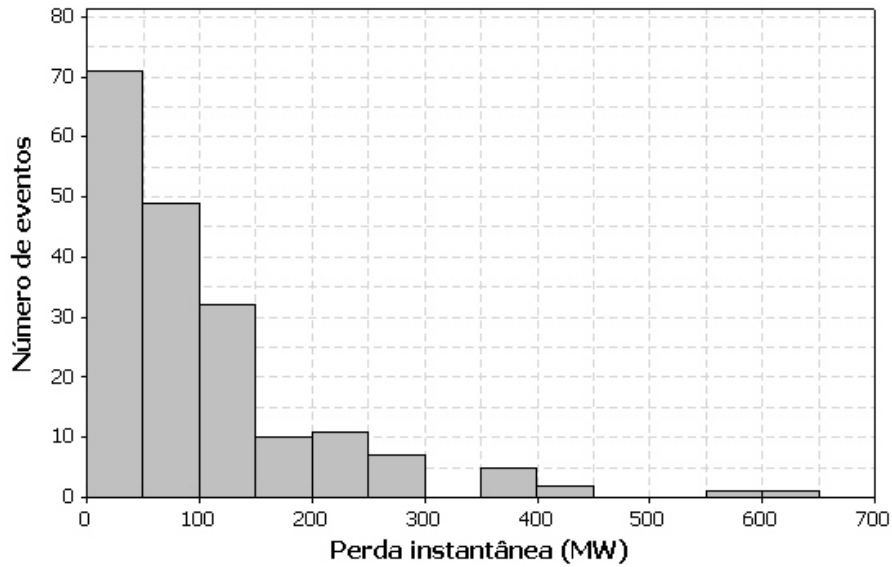


Figura 3.4 - Histograma da perda de carga instantânea.

A distribuição da perda de carga média relacionada à ocorrência de afundamentos pode ser visto na Figura 3.5. Os valores desta perda variam entre 5 e 544 MW.

Assim como no histograma da perda instantânea, há uma concentração de valores inferiores à média (60,9MW). Também na Figura 3.5 observa-se que, das 189 faltas, 128 (67,7%) provocaram perda de carga inferior ao valor médio.

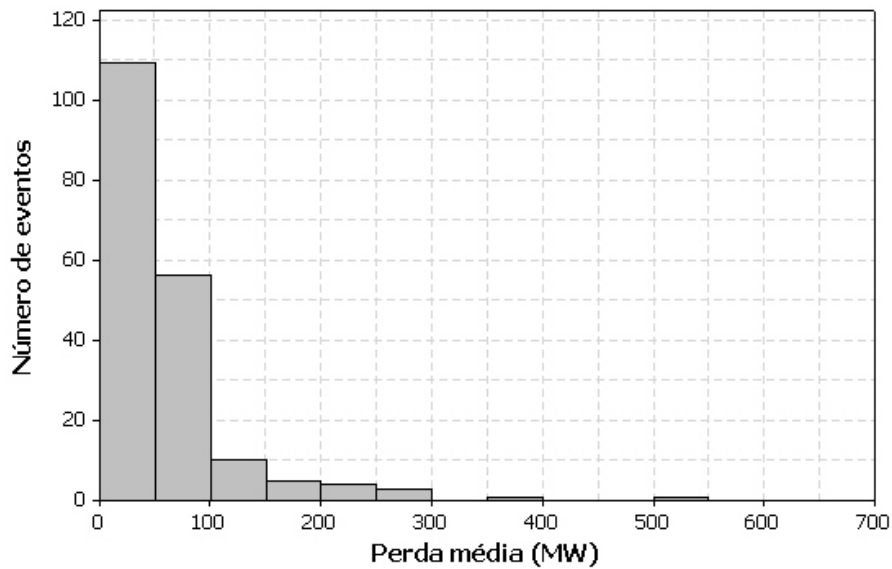


Figura 3.5 - Histograma da perda de carga média.

A duração da recuperação da perda de carga corresponde ao tempo necessário para que os consumidores restabeleçam os seus processos produtivos. A Figura 3.6 apresenta os resultados dessa duração sob a forma de histogramas.

Dos 189 eventos, 134 (70,9%) apresentam valores de duração inferiores a 30,7 minutos. Esse valor corresponde à média do tempo de restabelecimento das produções e as durações variaram entre 1 minuto e 270 minutos.

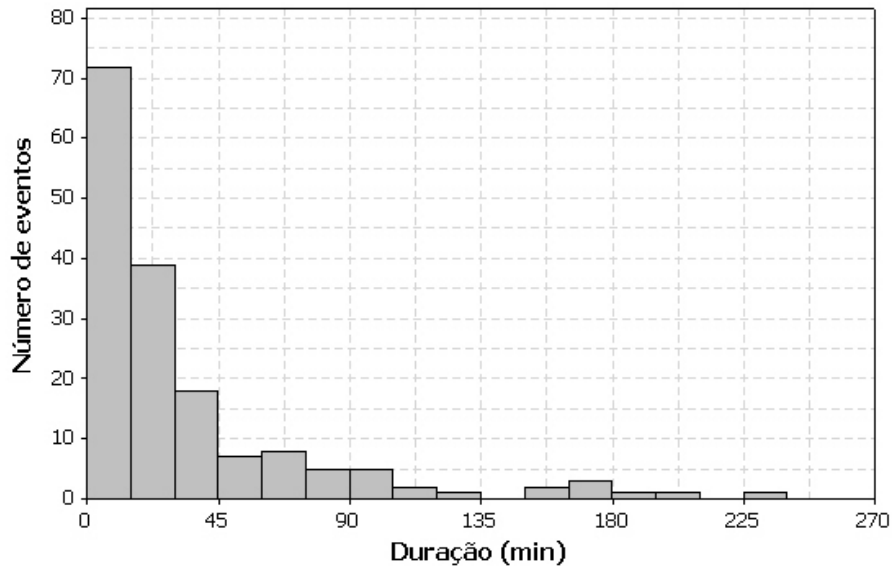


Figura 3.6 - Histograma da duração da parada dos processos.

A energia não suprida corresponde à energia que os consumidores não utilizaram durante a parada de seus processos. A Figura 3.7 apresenta a distribuição estatística da estimativa obtida da multiplicação da perda média pela duração da parada dos processos. A variação dos valores da ENS foi de 0,2 a 645,9 MWh.

Assim como os dois últimos gráficos, este possui uma maior concentração de valores inferiores à média (38,5 MWh). Dos 189 eventos, 144 (76,2%) possuem valores inferiores a 38,5 MWh.

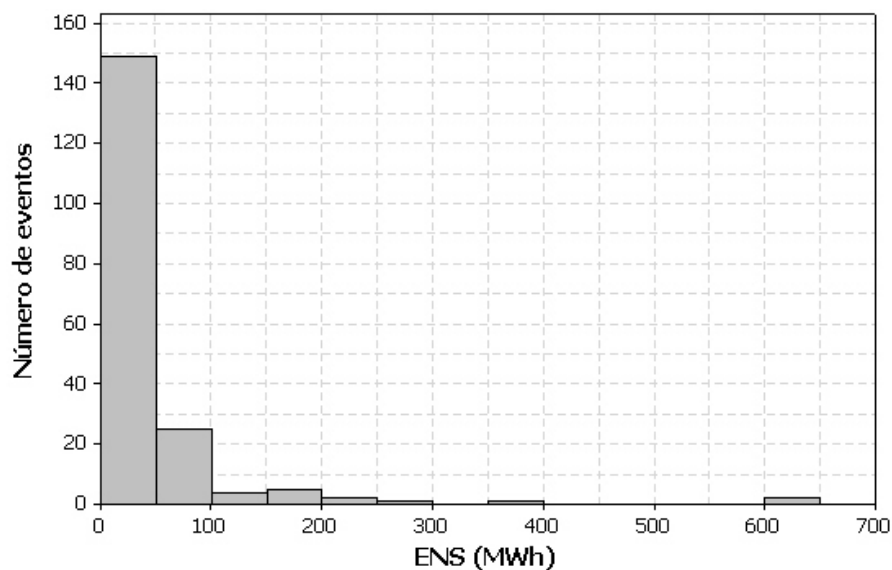


Figura 3.7 - Histograma da ENS.

Os custos calculados neste trabalho apresentam valores proporcionais aos da Figura 3.7 por serem obtidos a partir da ENS. A quantidade de eventos com valores inferiores à média (US\$ 110.700,00) é exatamente igual ao da ENS, ou seja, 76,2%. As variações desses custos foram de US\$ 500 a US\$ 1,8 milhões. O custo total foi de US\$ 21,1 milhões para as faltas que ocorreram no subsistema estudado no horizonte dos quatro anos, o que equivale a 5,2 milhões de dólares ao ano.

Sintetizando, das 777 faltas registradas que causaram afundamentos, 189 tiveram perda de carga significativa, o que corresponde a 24,3%. A média da perda de carga instantânea foi de 105,8 MW, da ENS foi de 38,5 MWh e o custo médio para os quatro anos estudados foi de 110,7 mil dólares por falta com perda de carga. A Tabela 3.1 apresenta as demais informações a respeito da perda de carga instantânea, perda média, duração para a retomada da carga, ENS e custo.

Tabela 3.1 - Estatística dos eventos que tiveram perda de carga significativa.

	Mínimo	Máximo	Média	Desvio padrão	Total
Perda instantânea (MW)	8,0	640,0	105,8	104,7	20.201,0
Perda média (MW)	5,0	544,0	60,9	66,7	11.868,5
Duração (min)	1,0	230,0	30,7	41,4	5.937,0
ENS (MWh)	0,2	645,9	38,5	82,0	7.551,3
Custo (US\$*10 ³)	0,5	1808,4	110,7	229,7	21.143,6

3.5 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Com a metodologia apresentada neste capítulo, tornou-se disponível uma alternativa para a determinação do impacto dos afundamentos de tensão sobre consumidores, sobretudo, aqueles oriundos de faltas ocorridas na rede básica.

No trabalho de determinação das perdas instantâneas e energia não suprida (ENS) deve-se contar com o auxílio de especialistas da concessionária que possam distinguir variações normais da curva de carga daquelas variações devido aos afundamentos de tensão.

Os valores médios obtidos por falta que causou impacto nos consumidores foram: perda instantânea de 105,8 MW; perda média de 60,9 MW; duração para a retomada da carga de 30,7 minutos; ENS de 38,5 MWh;

A concentração de baixos valores de perda de carga instantânea, da perda média, da duração para retomada da carga, da ENS e consequentemente dos custos, evidencia, de um lado, a robustez do sistema elétrico da concessionária e, de outro, a baixa sensibilidade das cargas para AMTs originários do sistema de transmissão.

Para a estimação mais precisa dos prejuízos, deve-se realizar pesquisas diretas com os consumidores, estratificando o custo por região e por área de atuação..

A adoção de um custo de 2.800,00 dólares por MWh não suprido (GCOI/SCEL/GTAD, 1992) resultou em perdas anuais no subsistema estudado da ordem de 5,2 milhões de dólares para os consumidores, sendo superiores a 21,1 milhões de dólares para o conjunto dos quatro anos. Este valor poderia ser mais preciso caso tivesse sido realizada uma pesquisa diretamente com os consumidores para a determinação do custo devido a AMTs para o período de estudo. Entretanto, tal pesquisa não foi factível de ser realizada durante o desenvolvimento do P&D.

É importante ressaltar que este resultado dos custos dos consumidores dessa concessionária é subestimado, já que não estão sendo consideradas as faltas na distribuição nem as faltas em outras concessionárias que podem ter resultado em afundamentos severos nos barramentos da CEMIG

4 - CORRELAÇÃO DAS PERDAS DE CARGA COM AS CARACTERÍSTICAS DAS FALTAS

4.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

A identificação e o estudo das características das faltas podem ser importantes subsídios na análise de investimento em melhorias nos sistemas elétricos das concessionárias. Entretanto, é necessária a realização de estudos estatísticos para levantar as características das faltas e correlacioná-las com as perdas de carga dos consumidores.

Dentre as características a serem analisadas, podem se destacar: a posição da falta, a causa da falta e o tipo de falta. Através dessas características, é possível realizar correlações com os dados de perda de carga dos consumidores.

Neste capítulo, será apresentada a metodologia utilizada para a realização das correlações das características das faltas com as perdas de carga associadas. Adicionalmente, serão apresentados resultados práticos de correlações obtidos de um projeto de pesquisa e desenvolvimento realizado com uma concessionária de energia elétrica brasileira.

4.2 - METODOLOGIA

Para a realização da correlação das características das faltas com as informações de perda de carga, inicialmente é necessária a obtenção dos registros de faltas junto à concessionária como descrito no Capítulo 3. A partir deles, o próximo passo é buscar as outras informações a respeito das faltas, tais como o tipo de falta, a resistência de falta, a causa e a região onde ela ocorreu.

Na realização dessa busca, deve-se tomar cuidado com o horário do registro da falta, pois os RDPs são normalmente sincronizados pelo horário GMT (*Greenwich Mean Time*), que é adiantado de duas ou de três horas do horário de Brasília, a depender do horário de verão. Através da data e hora, obtidas diretamente da concessionária, é possível obter outras duas características: período do dia e estação do ano em que ocorreu a falta, cujo processo de obtenção depende do horário local onde ocorreu a falta, necessitando assim da conversão do horário GMT. Após esta conversão e com vistas a determinar o período do dia em que ocorreu a falta, foi feita a divisão das 24 horas diárias em quatro intervalos iguais conforme apresentado na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 - Horários utilizados para definir os períodos do dia.

Período do dia	Hora
Madrugada	00:00:00 - 05:59:59
Manhã	06:00:00 - 11:59:59
Tarde	12:00:00 - 17:59:59
Noite	18:00:00 - 23:59:59

Para a determinação das estações do ano são necessárias as informações da hora local, dia, mês e ano de cada estação.

4.3 - ESTUDO DE CASO

Assim como no estudo de caso do capítulo anterior, os resultados aqui apresentados são baseados em um projeto de pesquisa e desenvolvimento realizado para a CEMIG, com dados do período de quatro anos, de 2004 a 2007.

A obtenção de todas as informações necessárias a respeito das características das faltas foi realizada como descrito na metodologia apresentada anteriormente.

Para a realização das correlações, este estudo de caso foi dividido de acordo com a característica a ser correlacionada com a perda de carga, destacando-se:

- ❖ Classe de tensão da linha de transmissão ou distribuição onde ocorreu a falta;
- ❖ Tipo de falta;
- ❖ Resistência de falta;
- ❖ Causa da falta;
- ❖ Período do dia;
- ❖ Estação do ano;
- ❖ Regional onde ocorreu a falta.

4.3.1 - Classe de Tensão

O sistema de transmissão da concessionária foi representado através das linhas de transmissão aéreas em quatro classes de tensão, conforme Tabela 4.2.

Tabela 4.2 - Comprimento das linhas de transmissão.

Tensão	Comprimento	
	Km	%
138 kV	5.110,3	44,6
230 kV	1.022,2	8,9
345 kV	2.490,3	21,7
500 kV	2.845,4	24,8
Total	11.468,2	100

Ao analisar as classes de tensão onde ocorreram as faltas, observa-se, a partir da Tabela 4.3, a relação existente entre o comprimento das linhas de transmissão e a ocorrência de faltas. Das 777 faltas registradas no período, 371 (47,7%) ocorreram na classe de tensão de 138 kV, a qual corresponde a 44,6% de todo o comprimento das linhas de transmissão analisadas.

Tabela 4.3 - Frequência de ocorrência de faltas por classe de tensão.

Classe de tensão	ENS total (MWh)	Com perda		Sem perda		Soma	
		N	%(N _{total})	N	%(N _{total})	N _{total}	% total
138 kV	3.358,17	115	31,0	256	69,0	371	47,7
230 kV	1.832,74	24	29,6	57	70,4	81	10,4
345 kV	825,02	22	19,6	90	80,4	112	14,4
500 kV	1.254,75	28	13,1	185	86,9	213	27,4
Total	7.279,68	189	24,3	588	75,7	777	100

Dentre as 189 ocorrências que tiveram perda de carga, 115 (mais de 60%) ocorreram nas linhas de transmissão de 138 kV. Esse resultado não está diretamente relacionado somente ao comprimento das linhas de transmissão de 138 kV, mas também à proximidade elétrica dos consumidores com as classes de tensão de 138 e 230 kV. Tal característica pode ser melhor

exemplificada comparando-se a classe de tensão de 230 kV, que, apesar de ter menor comprimento, possui porcentagem de faltas com perda de carga superior às classes de tensão de 345 e 500 kV.

A classe de tensão de 138 kV é a que teve o maior valor total de ENS assim como as faltas que causaram perda de carga. Por outro lado, a classe de tensão de 345 kV é a que possui o menor valor total de ENS e de número de faltas que tiveram perda de carga.

Os histogramas das perdas de carga instantâneas por classe de tensão, mostrados na Figura 4.1, apresentam maior concentração de valores inferiores à média (105,8MW) nas quatro classes de tensão: 138 kV: 75 eventos (65,2%); 230 kV: 13 eventos (54,2%); 345 kV: 14 eventos (63,6%); e 500 kV: 21 eventos (75%).

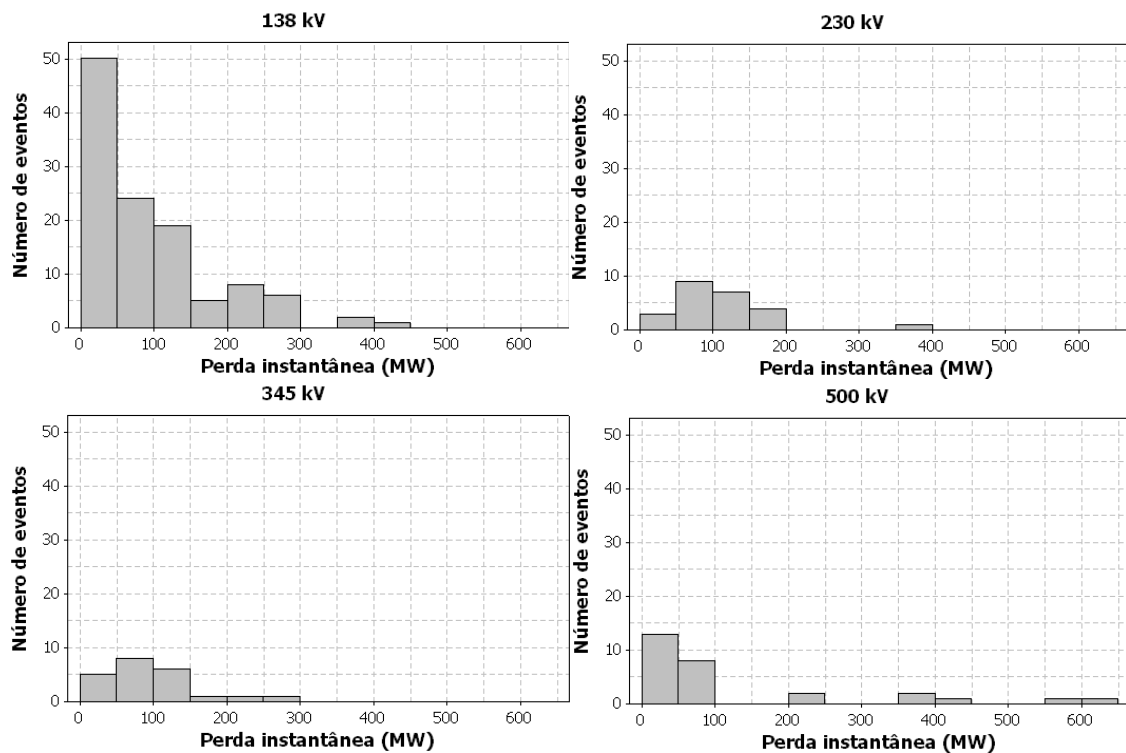


Figura 4.1 - Histogramas da perda de carga instantânea por classe de tensão.

O gráfico da perda de carga média, apresentado na Figura 4.2, assim como na figura anterior, apresenta maior concentração de eventos na região a esquerda do gráfico. A distribuição dos eventos inferiores à média (60,9 MW) se comporta da seguinte forma em cada classe de tensão: 138 kV: 82 (71,3%); 230 kV: 10 (41,7%); 345 kV: 16 (72,7%); e 500 kV: 20 (71,4%).

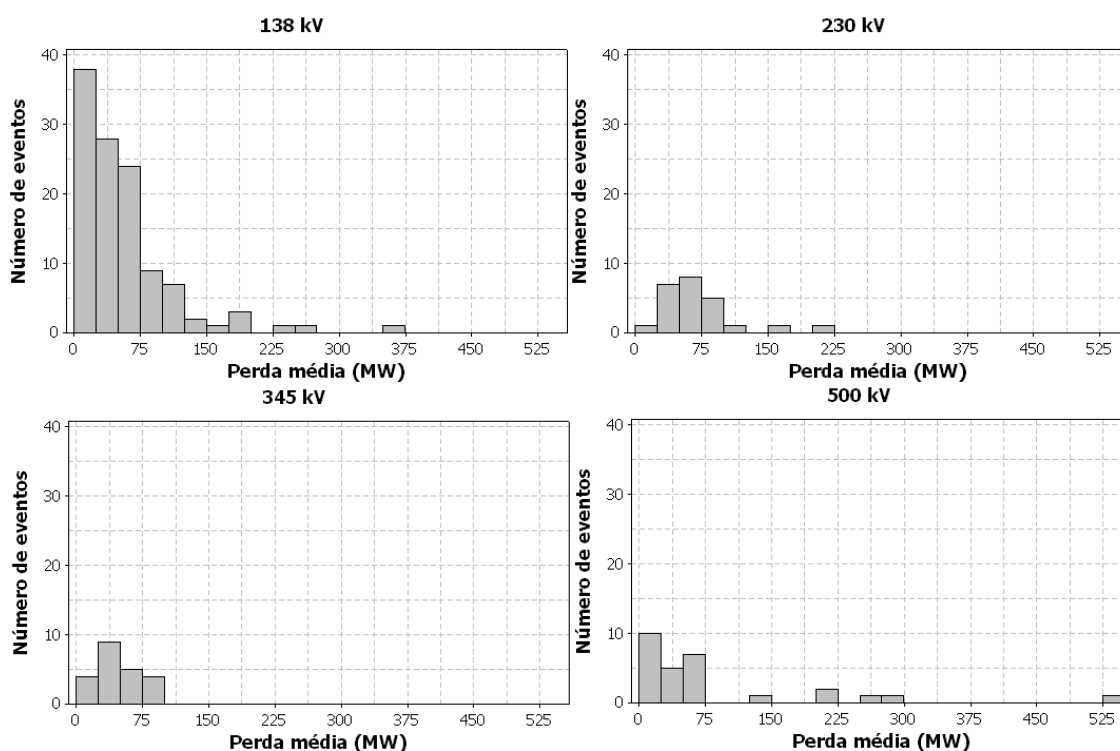


Figura 4.2 - Histogramas da perda de carga média por classe de tensão.

A duração da perda de carga está diretamente relacionada ao tempo de restabelecimento dos processos produtivos dos consumidores, contabilizado após a interrupção parcial ou total da produção devido aos afundamentos de tensão. Os histogramas da Figura 4.3 mostram que a distribuição dos tempos de retomada da produção se concentra abaixo da média (30,7 minutos), sendo:

138 kV: 83 (72,2%); 230 kV: 13 (54,2%); 345 kV: 13 (59,1%); e 500 kV: 25 (89,3%).

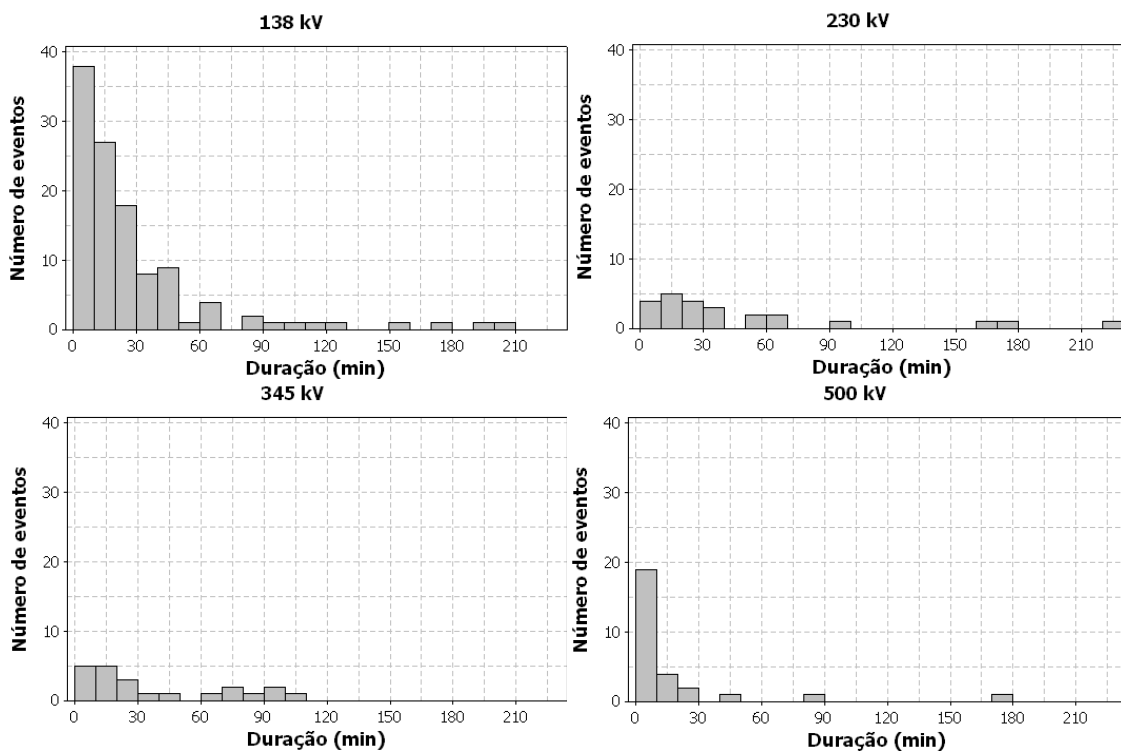


Figura 4.3 - Histogramas da duração da perda média por classe de tensão.

Os gráficos referentes à ENS estão diretamente relacionados com os dois parâmetros analisados anteriormente, ou seja, perda média e tempo de restabelecimento. Como resultado, o histograma da ENS, Figura 4.4, possui grande concentração de eventos com baixos valores. Os eventos abaixo da média (38,5 MWh) distribuem-se da seguinte forma: 138 kV: 92 eventos (80,0%); 230 kV: 15 eventos (62,5%); 345 kV: 14 eventos (63,6%); e 500 kV: 23 eventos (82,1%).

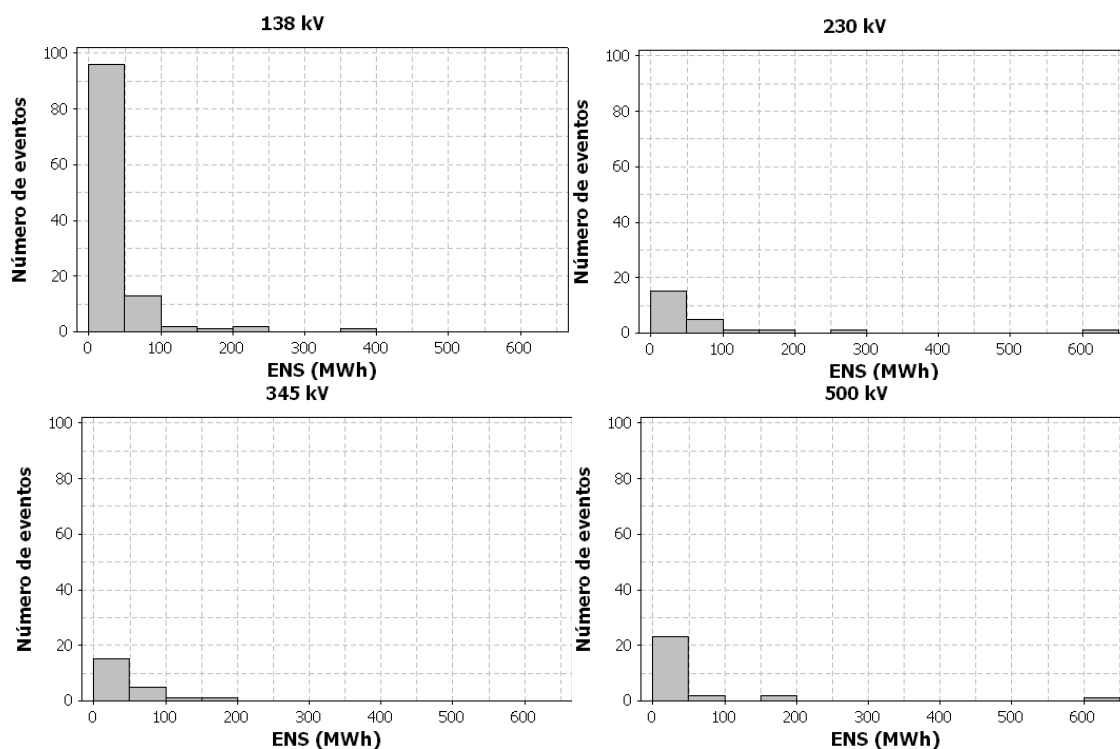


Figura 4.4 - Histogramas da ENS por classe de tensão.

A correlação entre o nível de tensão onde ocorreram as faltas e o impacto sobre os consumidores está diretamente relacionada à localização destes dentro do sistema elétrico. Conforme já citado, as cargas estão concentradas nas classes de tensão de 138 e 230 kV. Observando a Tabela 4.3, verifica-se que a porcentagem de faltas com perda de carga nos níveis de tensão de 138 e 230 kV é superior a dos níveis de tensão de 345 e 500 kV, o que comprova a hipótese estabelecida.

É importante ressaltar que, além de estabelecer a relação entre a perda de carga e a localização das cargas, verifica-se que o sistema da concessionária é bastante robusto dado que faltas nas linhas de transmissão de 345 e 500 kV, em geral, não produz impacto significativo.

4.3.2 - Tipo de Falta

Entende-se por tipo de falta, neste trabalho, apenas o número de fases envolvidas. Com essa premissa, não será(ão) levada(s) em conta a(s) fase(s) específica(s) envolvida(s); por exemplo, serão consideradas indiferentemente como faltas monofásicas todas as faltas que envolvem as fases A, B ou C e a terra. Procedimento análogo será adotado para os outros tipos de falta. A Tabela 4.4 apresenta os resultados obtidos após o tratamento dos dados recebidos da concessionária.

Dentre as 777 faltas registradas, 570 (73,5%) são faltas monofásicas e, dessas, apenas 94 (16,5%) tiveram perda de carga. Por outro lado, à medida que se aumenta a quantidade de fases envolvidas, o número de faltas que causaram perda de carga também aumenta, chegando a 75% para os eventos trifásicos.

Tabela 4.4 - Frequência de ocorrência de faltas por tipo de falta.

Tipos de falta	ENS total (MWh)	Com perda		Sem perda		Soma	
		N	%(N_{total})	N	%(N_{total})	N_{total}	% total
Monofásica	1.864,77	94	16,5	476	83,5	570	73,4
Bifásica	136,60	5	38,5	8	61,5	13	1,7
Bifásica-Terra	2.711,29	46	35,7	83	64,3	129	16,6
Trifásica	243,07	3	75,0	1	25,0	4	0,5
Trifásica-Terra	2.315,25	41	67,2	20	32,8	61	7,9
Total	7.270,68	189	24,3	588	75,7	777	100,0

As análises de correlação dos eventos com perda de carga das faltas bifásicas e trifásicas possuem baixa quantidade de eventos. Com isso, as faltas bifásicas e bifásica-terra serão agrupadas, assim como as trifásicas e trifásica-terra. As 189 faltas com perda de carga serão analisadas com mais detalhes na

sequência.

Apesar das faltas monofásicas serem as que possuem a maior quantidade de eventos com perda de carga, é a que possui menor ENS média. Por outro lado as faltas bifásicas-terras possuem praticamente a mesma ENS média que as trifásicas-terras.

Os gráficos da Figura 4.5 mostram a distribuição das perdas de carga instantâneas por tipo de falta. Como já citado, a perda de carga dos consumidores aumenta com o aumento das fases envolvidas na falta. Observa-se que 83,0% (78) das faltas monofásicas possuem perda inferior à média, enquanto que, para as faltas que envolvem duas e três fases, o valor percentual reduz para 52,9% (27) e 30,9% (18) respectivamente. Esses valores correspondem à expectativa de que as faltas monofásicas resultam em impactos menos severos que as demais.

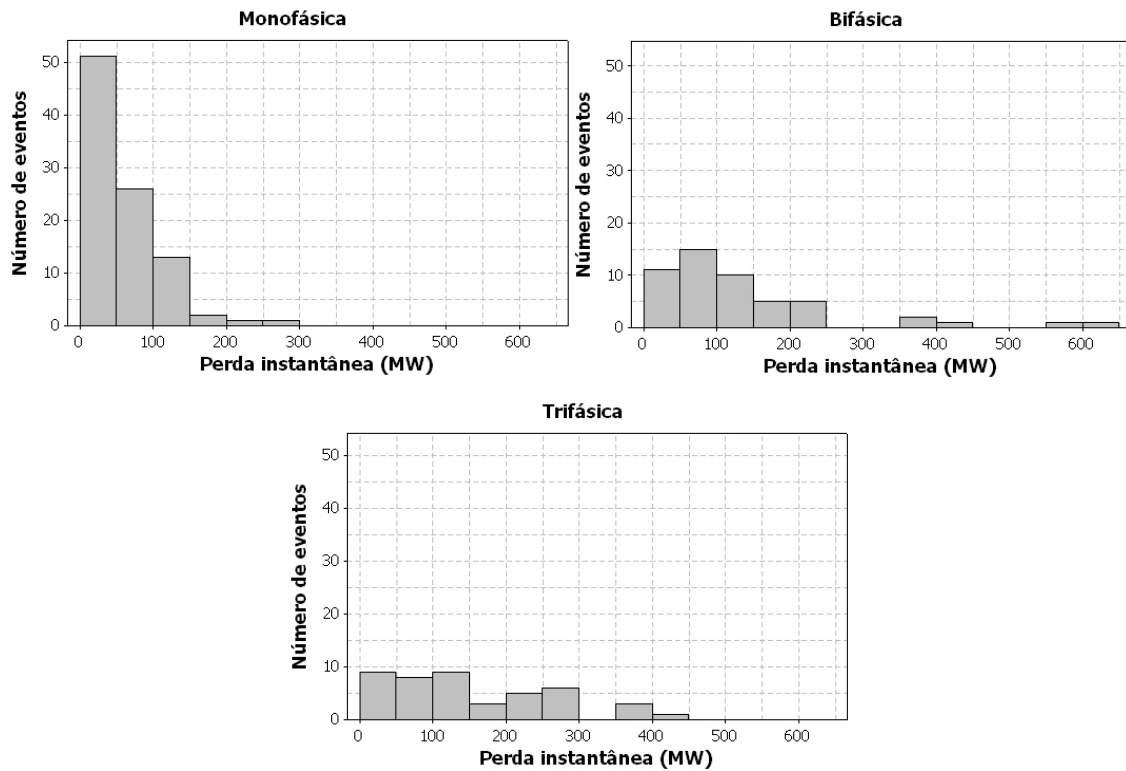


Figura 4.5 - Histogramas da perda de carga instantânea por tipo de falta.

Assim como observado na perda de carga instantânea, a perda de carga média é proporcional ao número de fases envolvidas na falta. Portanto, observa-se que esse valor diminui à medida que reduz o número de fases. A partir da Figura 4.5, comprova-se tal hipótese, pois se observam os seguintes valores inferiores à média: faltas monofásicas: 76 (80,9%), bifásicas: 32 (62,7%) e trifásicas: 20 (45,5%).

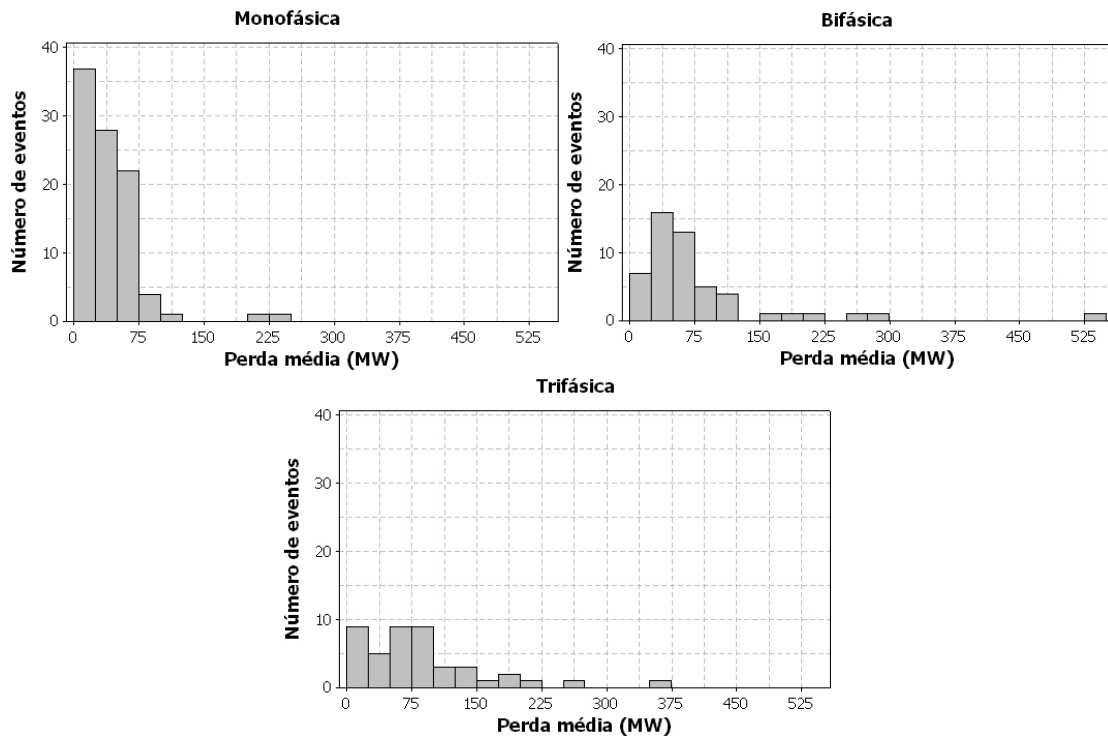


Figura 4.6 - Histogramas da perda de carga média por tipo de falta.

A Figura 4.7 apresenta os histogramas do tempo de restabelecimento da carga por tipo de falta. Associadas às faltas monofásicas, observa-se uma grande quantidade de eventos com duração inferior a 30,7 minutos, 74,5% (70) dos eventos. Para as faltas bifásicas, essa porcentagem reduz para 66,7% (34); e para as faltas trifásicas, há um leve aumento: 68,2% (30) das faltas.

Essa aproximação dos percentuais mostra que não há uma relação direta entre as fases envolvidas com o tempo de retomada de carga.

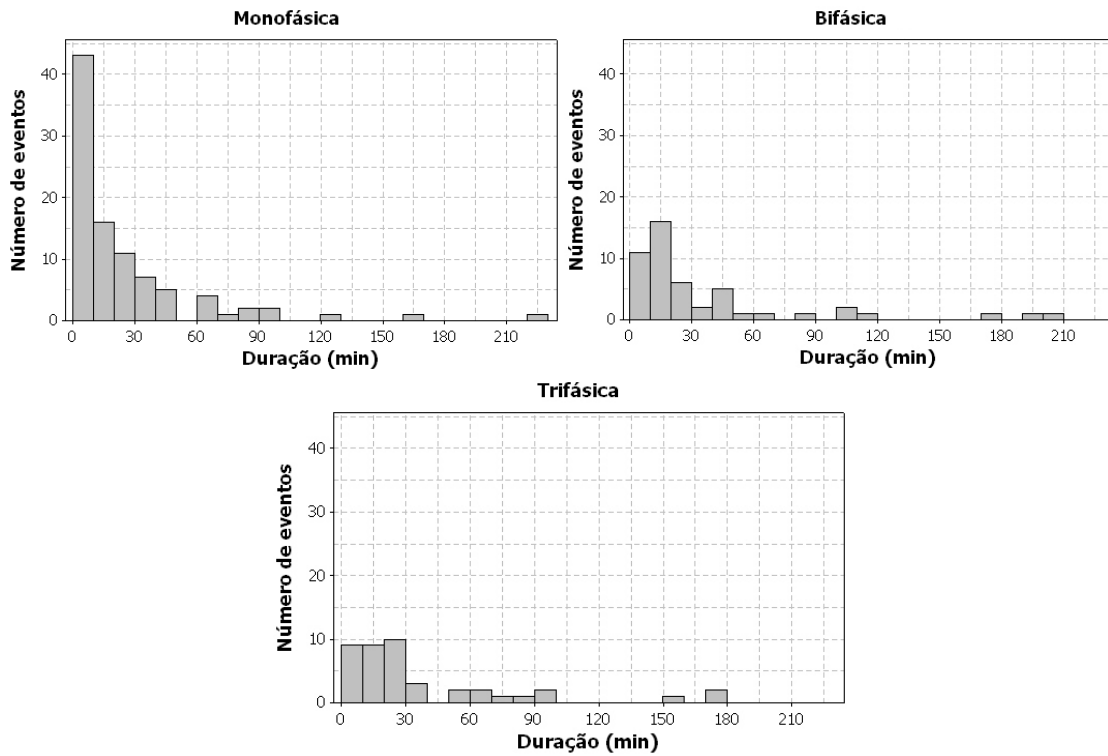


Figura 4.7 - Histogramas da duração da perda média por tipo de falta.

A Figura 4.8 apresenta o histograma da ENS, onde se observa a concentração em valores inferiores a 60,9 MWh. As 144 faltas abaixo da média estão distribuídas em: monofásicas: 84 eventos (89,4%), bifásicas: 35 eventos (68,6%) e trifásicas: 25 eventos (56,8%).

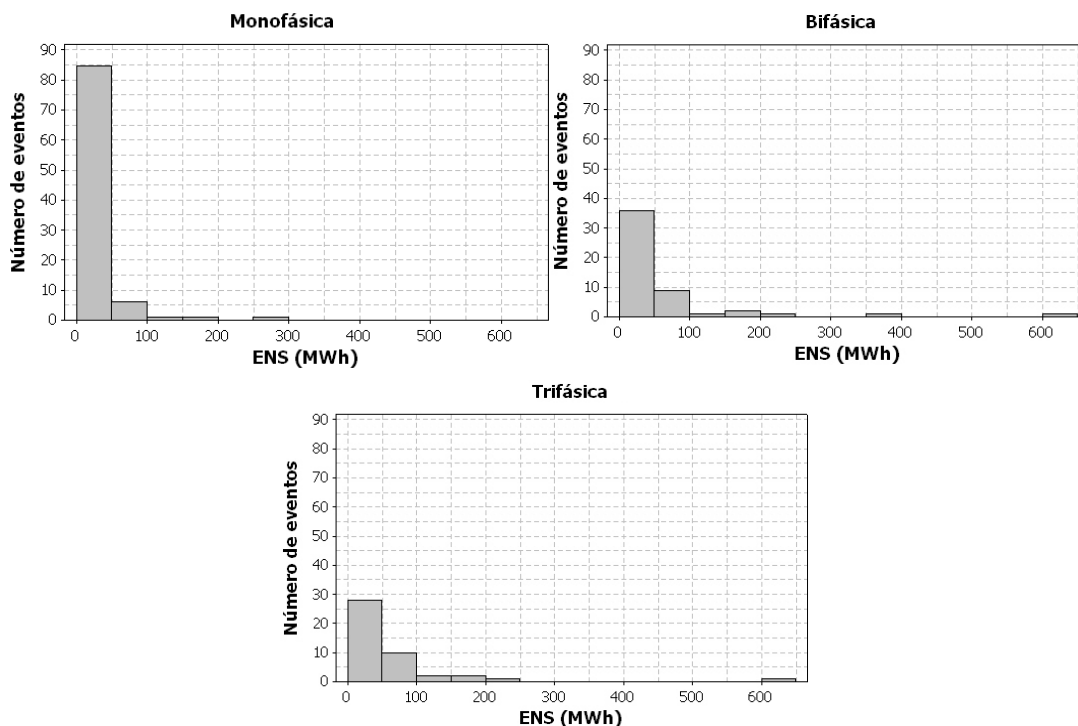


Figura 4.8 - Histogramas da ENS por tipo de falta.

Os resultados dessa correlação comprovaram o menor impacto dos afundamentos decorrentes de defeitos monofásicos quando comparados aos bifásicos e trifásicos. Observa-se que, à medida que aumentam as fases envolvidas, também aumenta o impacto sobre os consumidores, retratados pelas maiores perdas.

4.3.3 - Resistência de Falta

A resistência de falta corresponde à oposição imposta à circulação da corrente de falta entre o condutor de fase e o solo ou entre dois ou mais condutores de fase. Com os valores estimados pela concessionária para 752 das 777 ocorrências registradas, foi construído o histograma apresentado na Figura 4.9.

Dos 189 eventos com perda de carga, 178 tiveram suas resistências de falta obtidas e dessas, 150 (84,5%) são inferiores a 5 Ohms. Das 150 faltas com resistência de falta inferior a 5 Ohms, 66,7% tiveram perda instantânea inferior a 103,8 MW; 69,3% perda média inferior a 60,9 MW; 70% duração inferior a 30,7 minutos e 76,7% tiveram ENS inferior a 38,5 MWh.

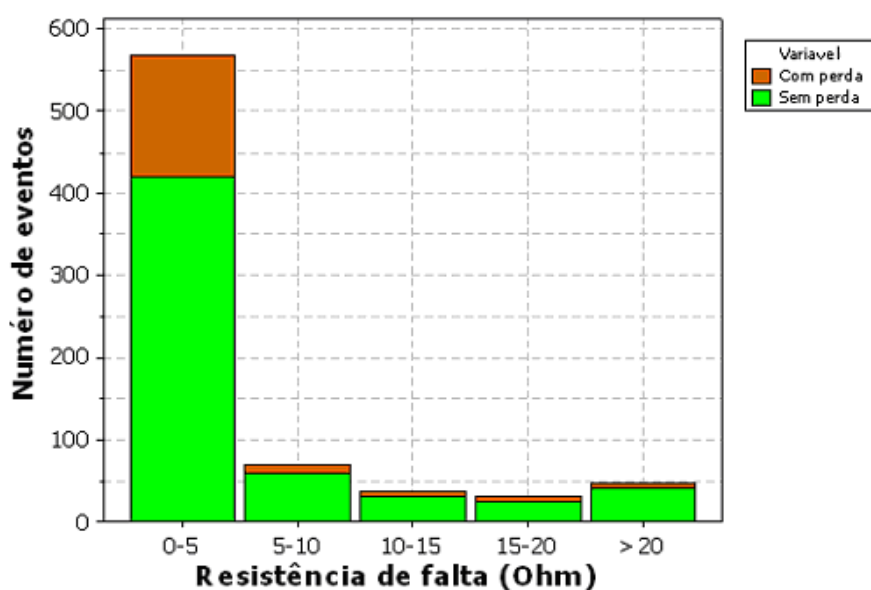


Figura 4.9 - Gráfico da resistência de falta para todas as faltas.

A partir desta análise, ficou evidenciada uma grande quantidade de faltas com baixa resistência. A alta frequência de pequenas resistências de falta pode estar relacionada ao sistema multi-aterrado empregado em sistemas de transmissão.

A concentração de eventos que tiveram perda de carga nesta faixa de resistência de falta pode ser explicada pela análise de curto-circuito. Quanto menor a resistência de falta, maior será a corrente de curto-circuito e, conseqüentemente, mais severos serão os afundamentos de tensão nos

barramentos. Portanto, maiores serão os impactos sobre os equipamentos dos consumidores.

4.3.4 - Causa da Falta

Esta variável está diretamente relacionada aos fatores que originaram o curto-circuito. Em razão da falta de padronização dos registros fornecidos pela concessionária, foi realizado um agrupamento das causas em 14 classes. Um exemplo que pode ser citado é a causa de uma ocorrência caracterizada por “pássaros” e outra por “aves”. Ambas foram agrupadas na causa “Animais”. As causas não fornecidas pela concessionária foram alocadas juntamente com as causas que não tiveram registro.

Outra informação importante relaciona-se à classe indeterminada, que corresponde às ocorrências cujas causas os técnicos da concessionária não conseguiram identificar.

Usando tal procedimento, a classificação das causas e a frequência de ocorrência podem ser vistas na Tabela 4.5.

Dos 777 eventos registrados, 378 (48,6%) são causados por descargas atmosféricas. Outras duas causas mais frequentes são as queimadas, com 84 eventos (10,8%), e animais com 62 eventos (8,0%). As causas indeterminadas perfazem 15,4% do total.

Tabela 4.5 - Frequência de ocorrência de faltas por causa da falta.

Causa da Falta	ENS total (MWh)	Com perda		Sem perda		Soma	
		N	%(N _{total})	N	%(N _{total})	N _{total}	% total
Acidente com ser humano	96,35	1	50,0	1	50,0	2	0,3
Animais	68,23	10	16,1	52	83,9	62	8,0
Corpo estranho	468,53	6	60,0	4	40,0	10	1,3
Descarga atmosférica	3.996,74	96	25,4	282	74,6	378	48,6
Falha/defeito na isolação	226,14	6	54,5	5	45,5	11	1,4
Indeterminada	712,50	20	16,7	100	83,3	120	15,4
Pára-raios	79,14	2	28,6	5	71,4	7	0,9
Proteção, medição, controle	172,84	4	57,1	3	42,9	7	0,9
Queda de estrutura	0,60	1	19,0	2	81,0	3	0,4
Queimada	172,28	16	38,9	68	61,1	84	10,8
Rompimento/desconexão	254,27	7	33,3	11	66,7	18	2,3
Sem registro	489,07	9	25,7	26	74,3	35	4,5
Vegetação	47,00	6	35,3	11	64,7	17	2,2
Vento forte	486,96	5	21,7	18	78,3	23	3,0
Total	7.270,68	189	24,3	588	75,7	777	100,0

A grande dispersão das causas das faltas impossibilita a análise específica de cada causa pela baixa frequência de ocorrência. Nessa análise, serão apresentados os histogramas das perdas de carga em decorrência de descargas atmosféricas, por possuírem quantidade significativa de eventos.

A Figura 4.10 apresenta os gráficos da perda de carga instantânea, da perda média, da duração para retomada de carga e da ENS para as faltas causadas por descargas atmosféricas. Dos 96 eventos, 59 (61,5%) possuem perda de carga instantânea inferior a 105,8 MW; 62 (72,9%), perda de carga média inferior a 60,9 MW; 70 (72,9%), duração da perda média inferior a 30,7 minutos e 72 (75,0%) possuem ENS inferior a 38,5 MWh.

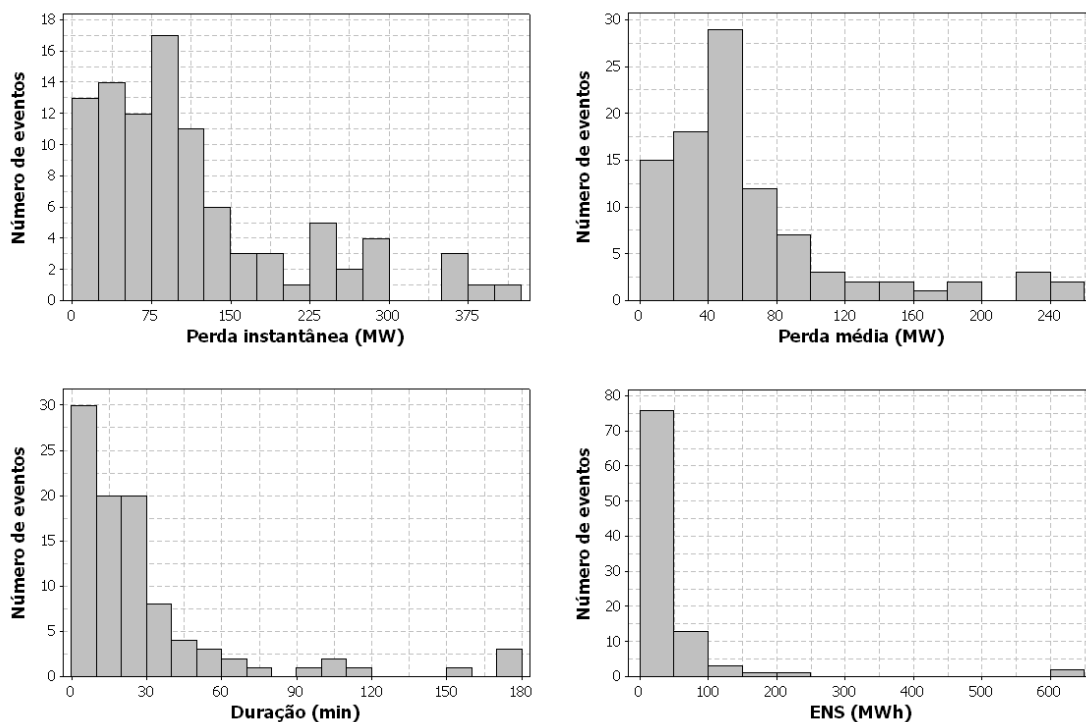


Figura 4.10 - Histogramas das perdas de carga instantânea e média, da duração e do ENS da causa descarga atmosférica.

Pela Figura 4.10, as perdas de carga ocasionadas por afundamentos de tensão provocados por curtos-circuitos causados por descargas atmosféricas se concentram com valores reduzidos no lado esquerdo do gráfico. Entretanto, aproximadamente uma em cada duas faltas que ocasiona perda de carga e mais de cinquenta por cento de toda a ENS está relacionada a descargas atmosféricas, mostrando a relevância dessa causa no sistema CEMIG.

4.3.5 - Período do Dia

Conforme visto na metodologia discutida no item 4.2, o dia foi dividido em quatro períodos, de acordo com a Tabela 4.1. Após essa divisão, foi possível observar maior incidência de faltas nos horários da tarde e noite. A

Tabela 4.6 mostra que, dos 777 eventos, 619 (79,6%) ocorrem à tarde ou à noite.

Tabela 4.6 - Frequência de ocorrência de faltas por período do dia.

Período do dia	ENS total (MWh)	Com perda		Sem perda		Soma	
		N	%(N _{total})	N	%(N _{total})	N _{total}	% total
Madrugada	335,36	17	20,2	67	79,8	84	10,8
Manhã	419,14	17	23,0	57	77,0	74	9,5
Tarde	3.320,95	87	23,8	278	76,0	365	47,0
Noite	3.195,23	68	26,7	186	72,9	254	32,7
Total	7.270,68	189	24,3	588	75,7	777	100,0

A distribuição das perdas instantâneas por período do dia pode ser visualizada nos histogramas da Figura 5.15. No período da manhã, há uma maior concentração de eventos com perda de carga inferior a 103,8 MW do que no período da tarde. A frequência nessa faixa de valores é: madrugada com 13 eventos (76,5%), manhã com 14 eventos (82,4%), tarde com 53 eventos (60,9%) e noite com 43 eventos (63,2%).

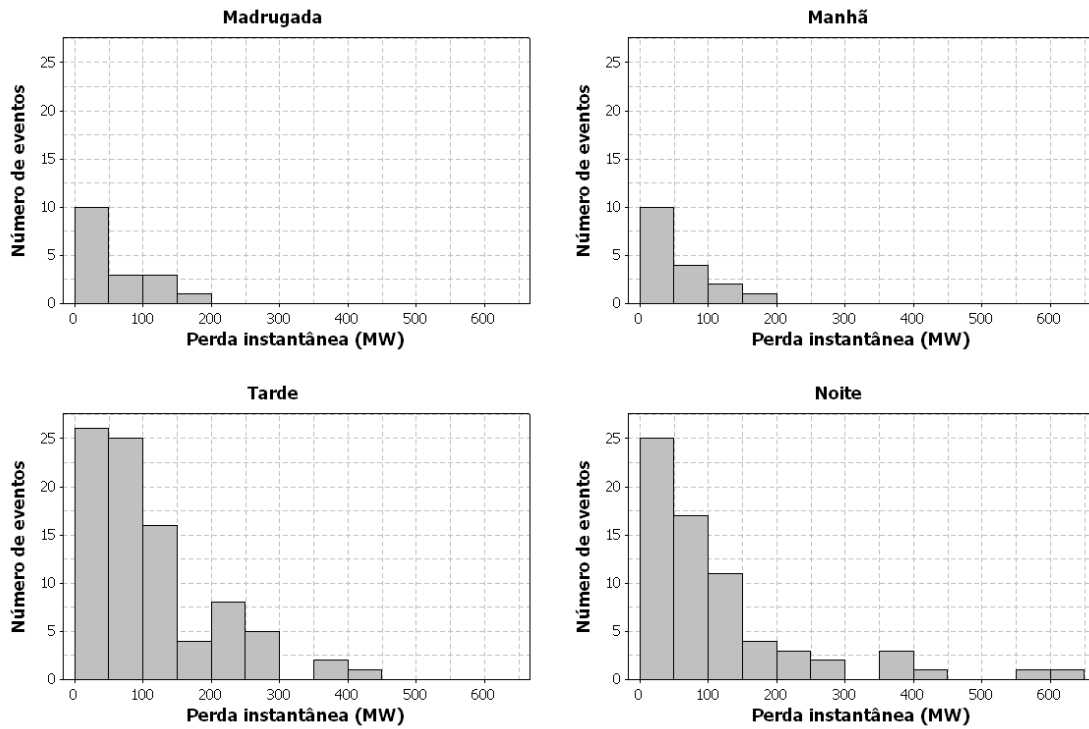


Figura 4.11 - Histogramas da perda de carga instantânea por período do dia.

Os histogramas da perda média estão apresentados na Figura 4.12 onde é possível notar a concentração de faltas com valores inferiores à média: na madrugada: 14 (82,4%); manhã: 15 (88,2%); tarde: 58 (66,7%) e noite: 41 (60,3%).

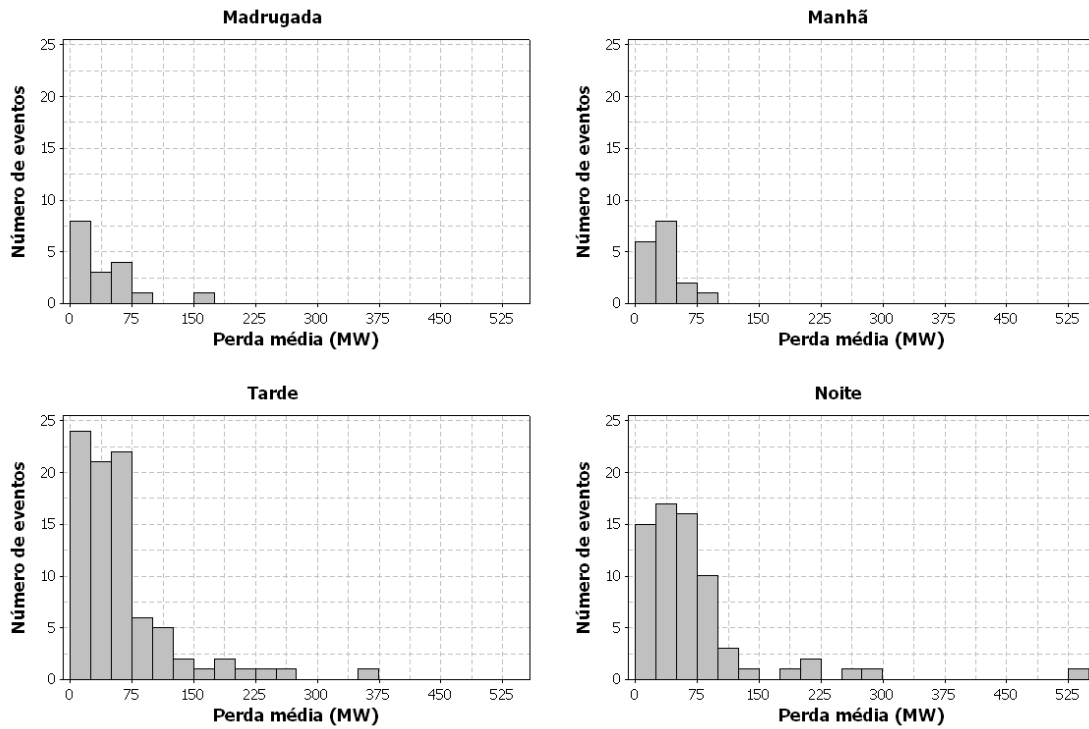


Figura 4.12 - Histogramas da perda de carga média por período do dia.

Quanto à duração para a retomada de carga, conforme mostrado na Figura 4.13, observa-se pequena quantidade de valores acima de 30,7 minutos. A distribuição dos eventos com duração inferior a 30,7 minutos são: madrugada 5 (35,3%), manhã 5 (35,3%), tarde 25 (28,7%) e noite 18 (26,5%).

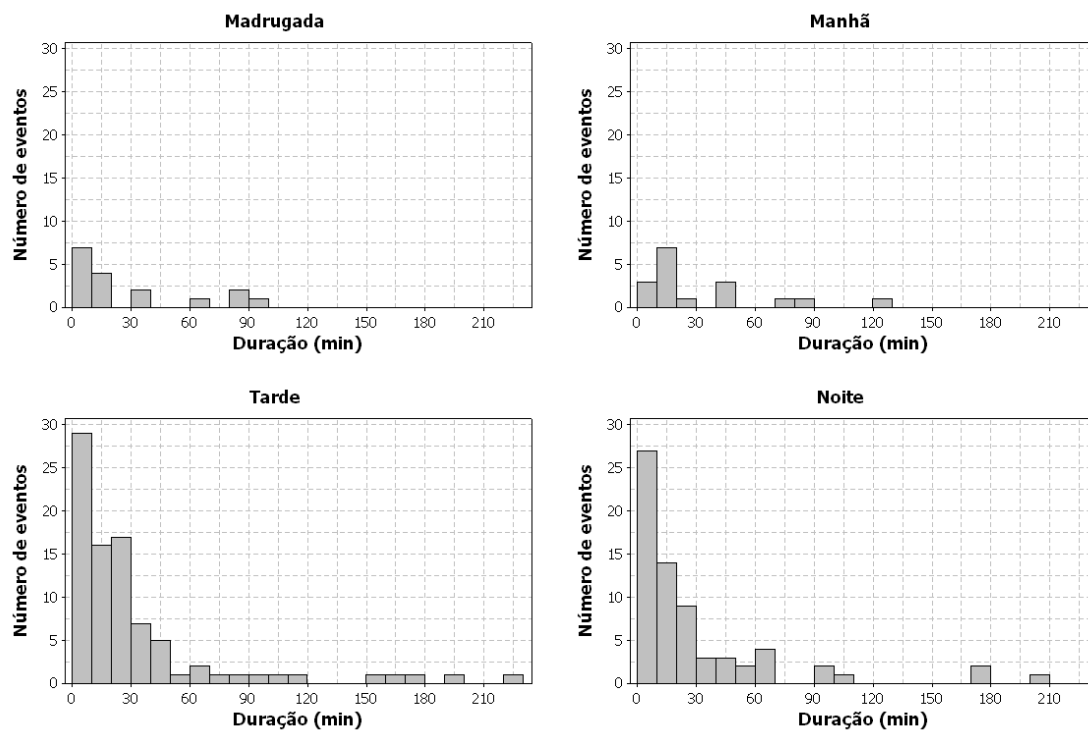


Figura 4.13 - Histogramas da duração da perda média por período do dia.

A ENS está apresentada nos histogramas da Figura 4.14. A divisão dos eventos com valores inferiores a 38,5 MWh são: madrugada com 15 (88,2%), manhã com 13 (76,5%), tarde com 65 (74,7%) e noite com 51 (75,0%).

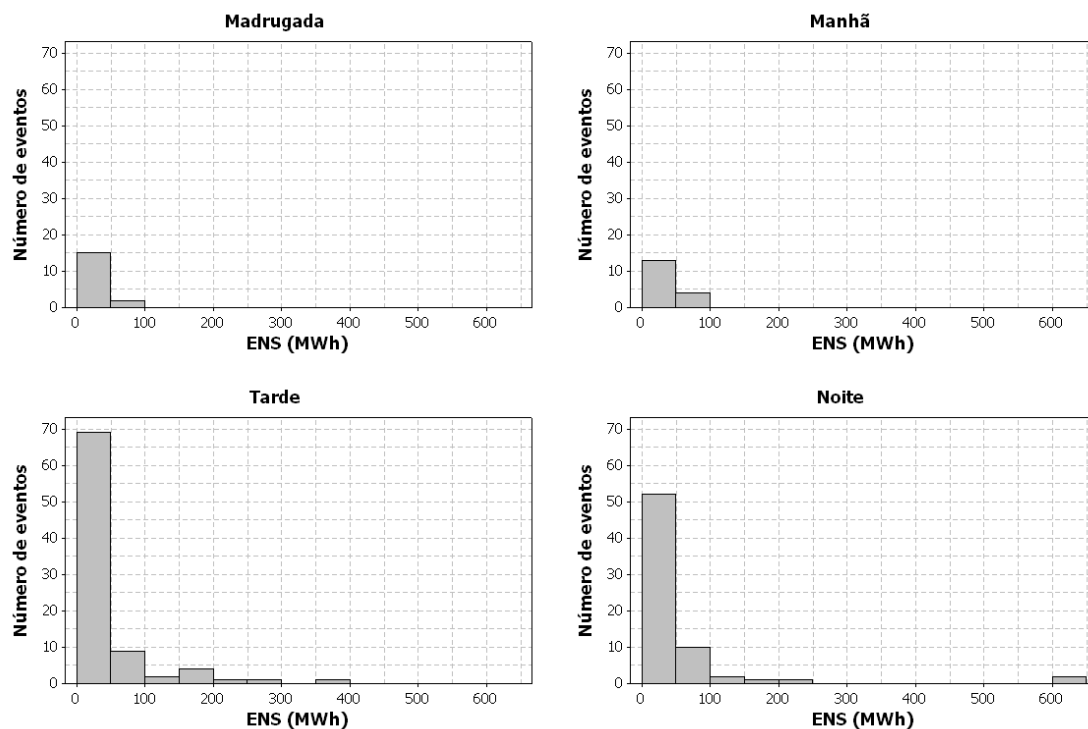


Figura 4.14 - Histogramas da ENS por período do dia.

As estatísticas apresentadas mostram que as faltas ocorridas no período da manhã produzem menores impactos ao contrário das faltas que ocorrem no período da tarde.

Uma importante conclusão é a correlação entre o período do dia e a principal causa das faltas, a descarga atmosférica. Dos 96 eventos com essa causa, 90 (93,8%) ocorrem no período da tarde (54,6%) ou da noite (39,2%). Esta é uma faixa de horário típica de ocorrência de chuvas fortes.

4.3.6 - Estação do Ano

Como visto na metodologia, a determinação da estação do ano depende da hora, dia, mês e ano de ocorrência de cada falta. A Tabela 4.7 apresenta os critérios utilizados para classificar as faltas segundo as estações do ano.

Tabela 4.7 - Dia, mês, ano e horário do início e do fim de cada estação.

Ano	Outono	Inverno	Primavera	Verão
2004	20 de mar às 03:49	20 de jun às 21:57	22 de set às 13:30	22 de dez às 09:42
2005	20 de mar às 09:34	21 de jun às 03:46	22 de set às 19:23	21 de dez às 15:35
2006	20 de mar às 15:26	21 de jun às 09:26	23 de set às 01:03	21 de dez às 21:22
2007	20 de mar às 21:07	21 de jun às 15:06	23 de set às 06:51	22 de dez às 03:08

Fonte: (U.S. NAVAL OBSERVATORY)

Após a realização da identificação da estação do ano em que ocorreu cada falta, a Tabela 4.8 resume a distribuição estatística das ocorrências. Dos 777 eventos, 524 (67,4%) ocorreram na primavera ou no verão.

Tabela 4.8 - Frequência de ocorrência de faltas por estação do ano.

Estação do ano	ENS total (MWh)	Com perda		Sem perda		Soma	
		N	%(N _{total})	N	%(N _{total})	N _{total}	% total
Inverno	1.116,47	32	22,5	110	77,5	142	18,3
Outono	682,87	31	27,9	80	72,1	111	14,3
Primavera	1.416,29	36	15,3	199	84,7	235	30,2
Verão	4.055,55	90	31,1	199	68,9	289	37,2
Total	7.270,68	189	24,3	588	75,7	777	100,0

Com relação somente aos eventos com perda de carga, observa-se grande concentração de ocorrências no verão, quase 50% dos 189 eventos.

A Figura 4.15 mostra a distribuição dos eventos com perda de carga de cada estação do ano. As faltas com perda de carga instantânea inferior a média estão distribuídas da seguinte forma: primavera com 23 (63,9%), verão com 56 (62,2%), outono com 21 (58,3%) e inverno com 23 (71,9%).

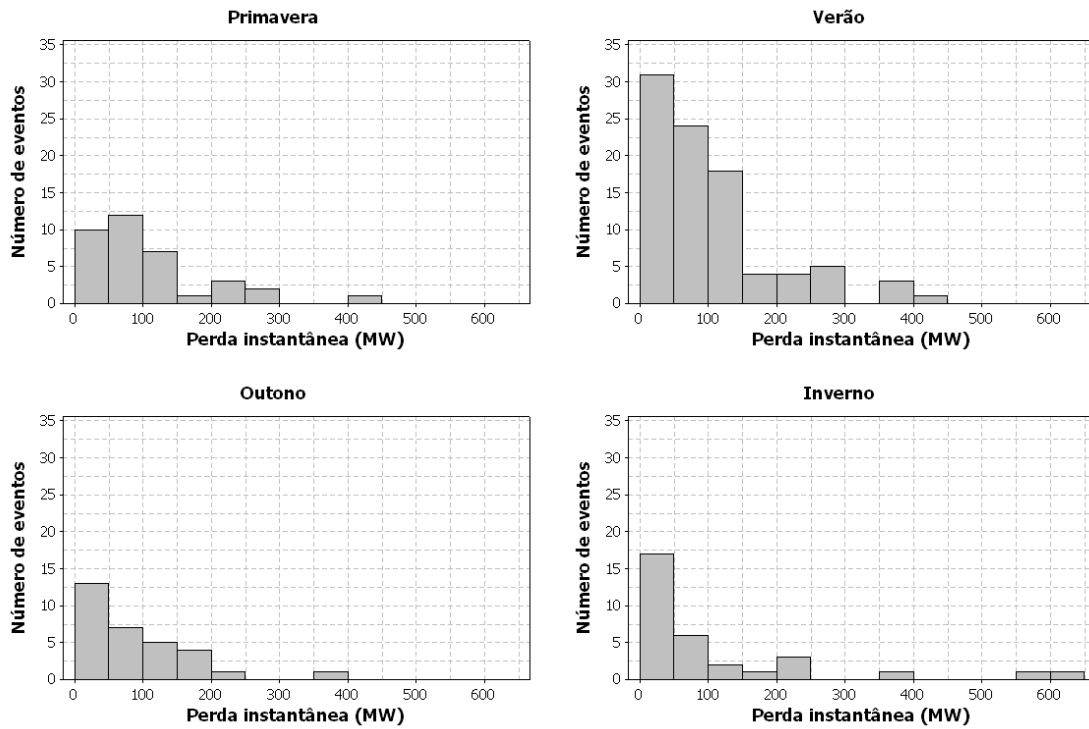


Figura 4.15 - Histogramas da perda de carga instantânea por estação do ano.

Para a perda média, os histogramas por estação do ano podem ser vistos na Figura 4.16 e a concentração de eventos inferiores à média para as estações é: primavera, 25 eventos (80,6%); verão, 58 eventos (64,4%); outono, 22 eventos (61,1%) e inverno, 23 eventos (71,9%).

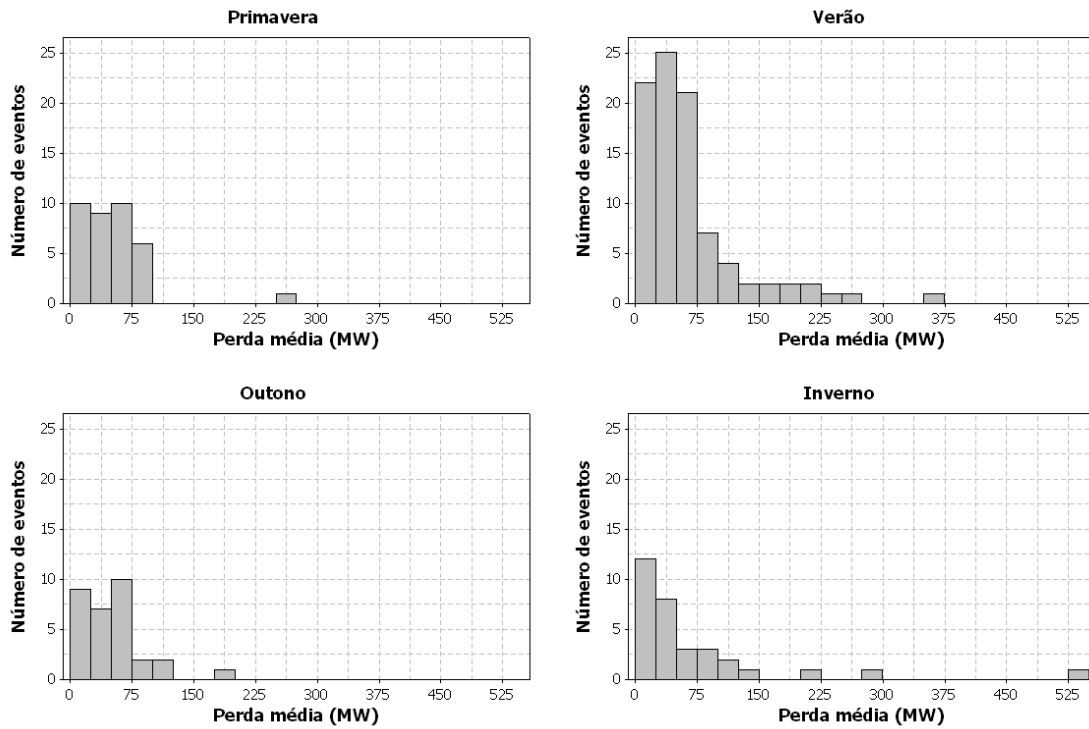


Figura 4.16 - Histogramas da perda de carga média por estação do ano.

Os gráficos da Figura 4.17 apresentam a distribuição da duração para retomada de carga. Quanto à distribuição dos eventos inferiores a média por estação é: primavera, 22 (61,1%); verão, 62 (68,9%); outono, 24 (77,4%) e inverno: 26 (81,3%).

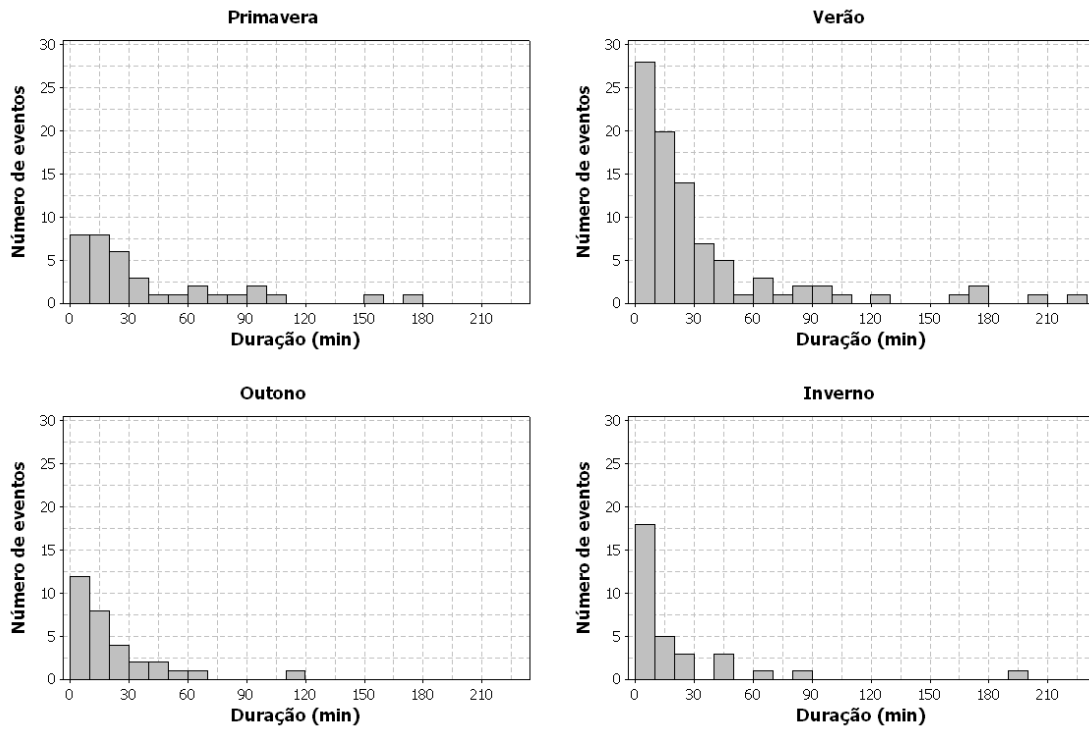


Figura 4.17 - Histogramas da duração da perda média por estação do ano.

A Figura 4.18 apresenta os histogramas com a distribuição de valores da ENS. A distribuição dos eventos com valores inferiores a 38,5 MWh por estação do ano é a seguinte: primavera:25 (69,4%), verão: 66 (73,3%), outono: 27 (75,0%) e inverno: 26 (81,3%).

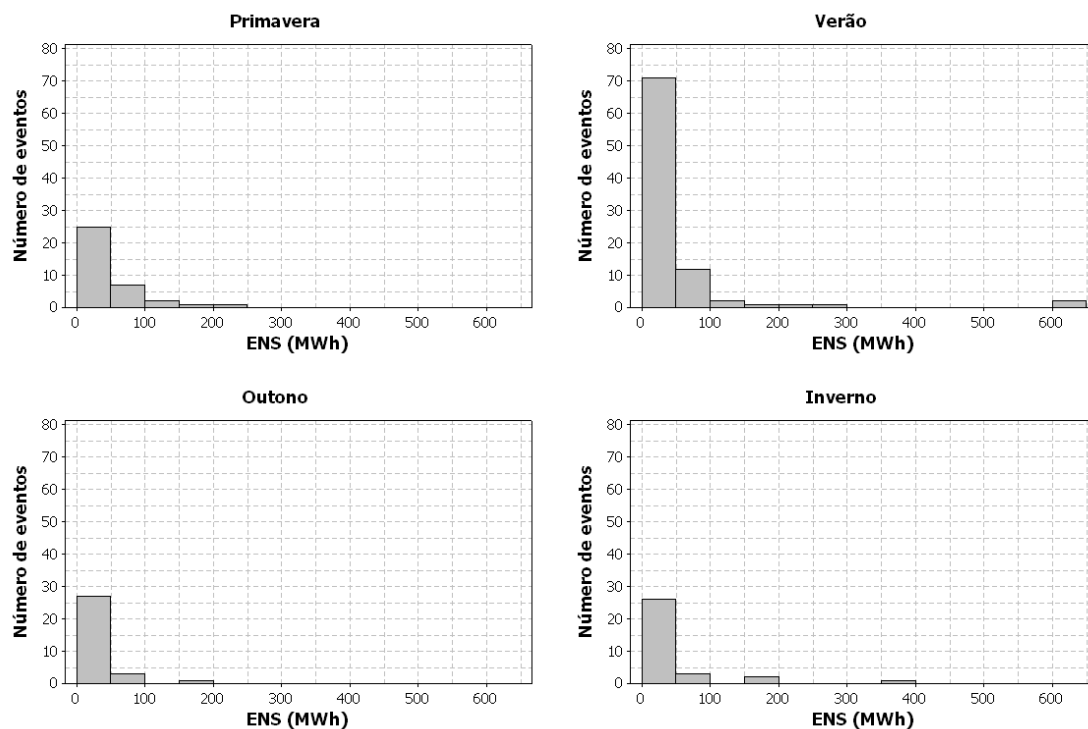


Figura 4.18 - Histogramas da ENS por estação do ano.

Nessa análise, ficou evidenciado que há uma maior quantidade de ENS no verão. Tal concentração pode ser explicada devido à abundância de descargas atmosféricas nesse período. Das 289 faltas ocorridas no verão, 207 (71,6%) são devido a descargas atmosféricas; das 96 faltas que tiveram perda de carga, 56 (58,3%) são relacionados à mesma causa.

4.3.7 - Regional

As regionais utilizadas neste trabalho correspondem à divisão realizada pela concessionária por questões gerenciais e estão relacionadas à região onde ocorreu a falta, independentemente das cargas sensibilizadas pelos afundamentos estarem localizadas em regionais distintas da falta.

A frequência de ocorrência de falta pode ser visualizada na Tabela 4.9,

a qual mostra uma predominância de eventos nas regiões Sudeste e do Triângulo, correspondendo a 398 (51,2%) das 777 ocorrências.

Tabela 4.9 - Frequência de ocorrência de faltas por regional.

Regional	ENS total (MWh)	Com perda		Sem perda		Soma	
		N	%(N _{total})	N	%(N _{total})	N _{total}	% total
Leste	1.853,60	28	26,9	76	73,1	104	13,4
Metropolitana	1.639,53	37	33,3	74	66,7	111	14,3
Norte	921,70	33	39,3	51	60,7	84	10,8
Oeste	959,14	26	32,9	53	67,1	79	10,2
Sudeste	1800,49	49	24,6	150	75,4	199	25,6
Sul	0,00	0	0,0	1	100,0	1	0,1
Triângulo	42,22	16	8,0	183	92,0	199	25,6
Total	7.270,68	189	24,3	588	75,7	777	100,0

Entretanto, apesar da grande incidência de eventos no Triângulo, 199, apenas 16 (8%) dessas faltas causaram perda de carga significativa resultando em menos de um por cento de toda ENS. Por outro lado, na Região Norte, a cada 10 faltas, aproximadamente 4 causam problemas aos consumidores. Por fim, a Região Leste é a que possui maior ENS com mais de 25% do total estimado.

A Figura 4.19 mostra a distribuição dos valores de perda de carga instantânea por regional. Na região do Triângulo, todos os 16 eventos tiveram perdas inferiores a 105,8 MW. Na região Sudeste, dos 49 eventos, 26 (53,1%) ficaram nessa faixa de perda. A distribuição das demais perdas inferiores à média é: Leste: 17 (60,7%), Metropolitana: 24 (64,9%), Norte: 19 (57,6%) e Oeste: 21 (80,8%).

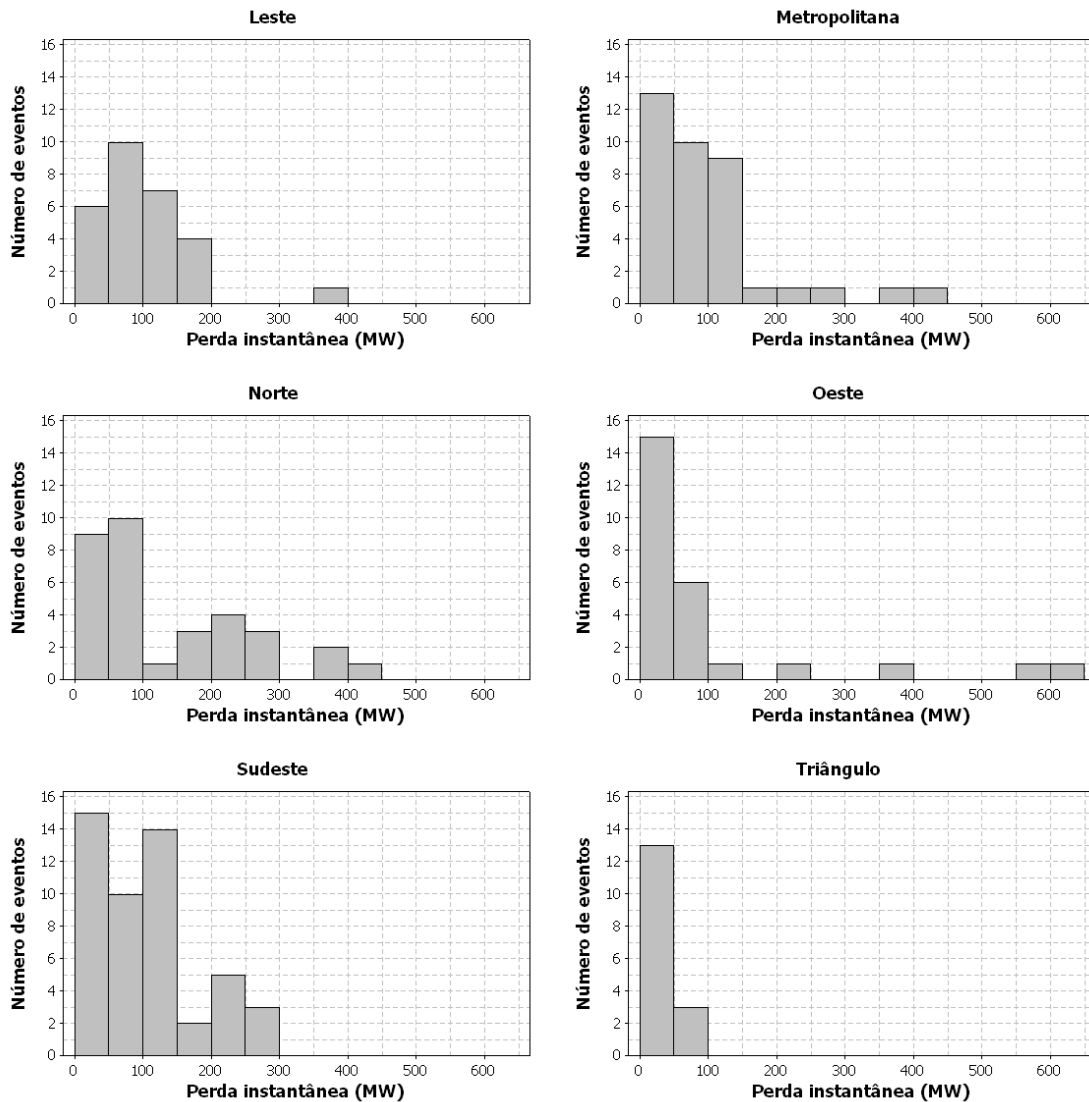


Figura 4.19 - Histogramas da perda de carga instantânea por regional

A distribuição dos resultados da perda média é mostrada graficamente na Figura 4.20. Assim como na perda instantânea, todos os valores da região do Triângulo são inferiores à média. Para as demais Regiões, a concentração de eventos inferiores à média é: Leste: 13 (46,4%), Metropolitana: 26 (70,3%), Norte: 21 (63,6%), Oeste: 22 (84,6%) e Sudeste: 30 (61,2%).

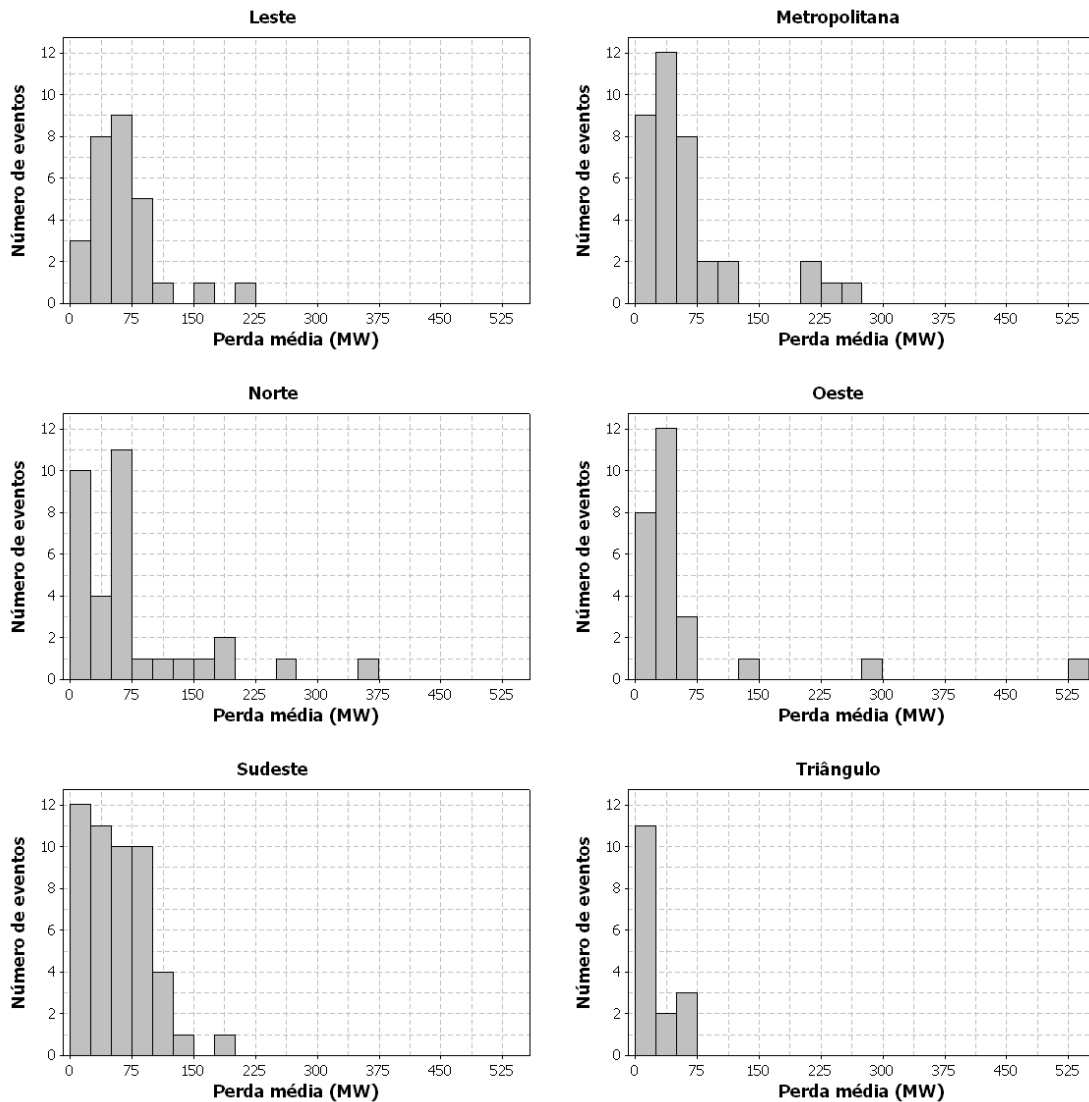


Figura 4.20 - Histogramas da perda de carga média por regional.

Os histogramas da Figura 4.21 apresentam o tempo para o restabelecimento das cargas por regional. A região do Triângulo apresenta uma maior concentração de valores com duração inferior à média (30,7 minutos). Quanto à distribuição dos eventos inferiores à média, têm-se: Leste: 16 (57,1%), Metropolitana: 28 (75,7%), Norte: 27 (81,8%), Oeste: 11 (42,3%) e Sudeste: 37 (75,5%).

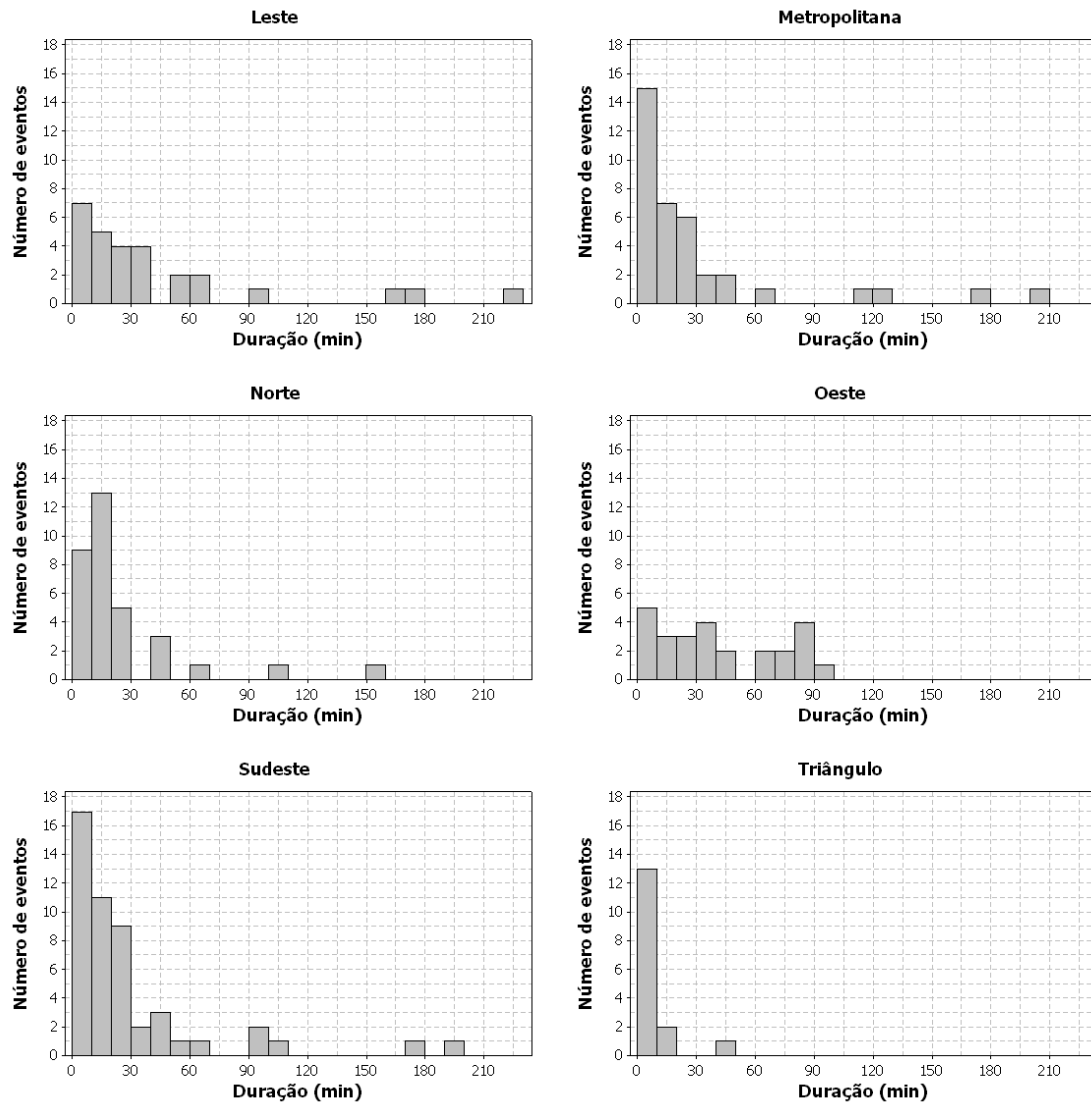


Figura 4.21 - Histogramas da duração da perda média por regional.

A Figura 4.22 mostra que, na região do Triângulo, todos os eventos possuem energia não consumida devido a afundamentos de tensão inferior à média (38,5 MWh). A distribuição das faltas com ENS inferior a 38,5 MWh por regional é: Leste: 18 (64,3%), Metropolitana: 28 (75,7%), Norte: 25 (75,8%), Oeste: 20 (76,9%) e Sudeste: 37 (75,5%).

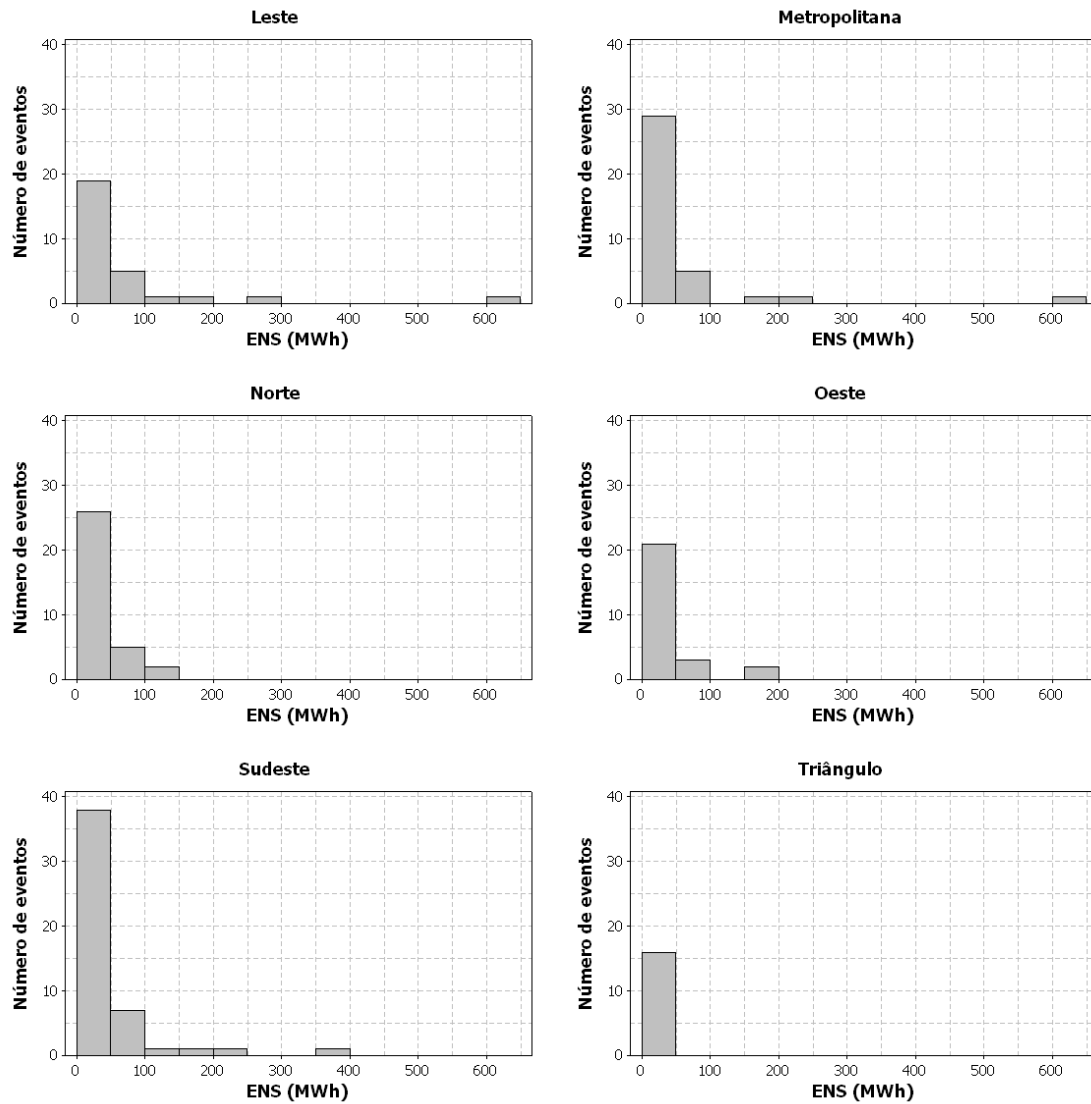


Figura 4.22 - Histogramas da ENS por regional.

Com base nas análises realizadas, é possível concluir que faltas na região do Triângulo ocasionam afundamentos de tensão que sensibilizam poucas cargas. Por outro lado, faltas na região Norte geram afundamentos que sensibilizam uma maior quantidade de carga já que quase 40% das faltas causam perda de carga.

4.4 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Após a realização de inúmeras análises e correlações, as principais conclusões obtidas para o sistema da Cemig foram:

- ❖ 75,7% das faltas não causam perda de carga;
- ❖ As faltas em linhas de 138 kV são as que causam maior impacto aos consumidores;
- ❖ À medida que se aumenta a quantidade de fases envolvidas na falta, aumenta a severidade dos afundamentos de tensão;
- ❖ Há uma grande concentração de eventos com perda de carga com resistência de falta inferior a 5 Ω ;
- ❖ Das 96 faltas causadas por descargas atmosféricas, 89 (93,7%) têm resistência de falta inferior a 5 Ohms, mostrando que esse tipo de causa ocasiona, geralmente, faltas com baixa resistência de falta.
- ❖ A cada duas faltas com perda, aproximadamente uma está relacionado com as descargas atmosféricas;
- ❖ 82% das faltas com perda ocorreram à tarde ou à noite;
- ❖ No verão, há uma maior quantidade de eventos com perda de carga, apesar de ter praticamente a mesma quantidade de faltas na primavera;
- ❖ As faltas na região do Triângulo ocasionam afundamentos de tensão que sensibilizam uma menor quantidade de carga;
- ❖ As faltas na região Norte, que geraram afundamentos, sensibiliza uma maior quantidade de cargas já que aproximadamente 40%

causam perda de carga.

- ❖ Há uma forte relação entre a perda de carga instantânea e a perda média, visto que, das 10 faltas com maiores perdas instantâneas, 8 estão entre as 10 maiores perdas médias;
- ❖ Apesar de a ENS ser calculada diretamente pela perda média e pela duração, a duração possui maior peso. Essa afirmação decorre da relação entre as 10 faltas com maiores perda de carga com as 10 faltas com maiores perdas médias e durações. Das 10 faltas com maiores ENS, apenas 3 dessas estão entre as maiores perdas médias enquanto que 8 estão entre as maiores durações;
- ❖ Pode-se concluir que o sistema de transmissão da concessionária é bastante robusto levando em conta o baixo percentual de faltas nas linhas de transmissão de 345 e 500kV que causaram perda de carga.

5 - ESTIMAÇÃO DA SENSIBILIDADE DE CONSUMIDORES FRENTE A AFUNDAMENTOS DE TENSÃO

5.1 - CONSIDERAÇÕES INICIAIS

O impacto dos afundamentos de tensão em consumidores, sobretudo os industriais, vem causando perdas significativas devido ao mau funcionamento ou completa parada de seus processos. Trata-se de um problema que vem despertando o interesse das concessionárias no sentido de melhorar seus sistemas elétricos com a finalidade de reduzi-lo sobre as cargas dos consumidores.

A realização de investimentos no sistema deve visar a melhor relação custo-benefício do empreendimento, ou seja, o custo da concessionária e a melhoria da qualidade da energia fornecida aos consumidores. Para definir adequadamente essa relação, é necessária a realização do levantamento da sensibilidade dos consumidores frente aos AMTs.

Neste contexto, neste capítulo, será descrito, de forma detalhada, o procedimento utilizado para estimar a sensibilidade das cargas frente a afundamentos de tensão gerados por faltas ao longo do sistema elétrico de transmissão, considerando que a maior concentração de cargas encontra-se no sistema de distribuição.

Primeiramente, serão apresentadas as características dos equipamentos utilizados para registrar as oscilografias das tensões por ocasião de um afundamento, assim como suas características e forma de operação.

Em seguida, será mostrado o procedimento proposto para a estimação

da propagação dos afundamentos através de transformadores e a caracterização dos AMTs através de seus parâmetros clássicos, magnitude e duração.

Após a caracterização do afundamento, será proposta uma forma de se determinar as regiões de imunidade e sensibilidade dos consumidores, através de representação dos registros no plano tensão versus tempo.

Por fim, serão apresentados os resultados de sensibilidade de consumidores conectados à rede básica de uma concessionária de energia elétrica brasileira, obtidos por meio de um projeto de pesquisa e desenvolvimento.

5.2 - OBTENÇÃO DAS OSCILOGRAFIAS

No Brasil, as companhias energéticas estão substituindo os oscilógrafos convencionais por registradores digitais de perturbações (RDPs), resultando em vários benefícios à operação, entre os quais citam-se (GOMES, 1999):

- ❖ Operação confiável (confiabilidade dos dados referentes a uma perturbação);
- ❖ Banco de dados em meios computadorizados (histórico com acesso rápido);
- ❖ Gerenciamento integrado com os registros provenientes da proteção digital;
- ❖ Centralização das informações;
- ❖ Função de localização de defeitos - simulações realizadas (TERREROS, 1999) mostram um erro médio de 3,66%, o que representa um bom desempenho desta função.

O RDP deve ser disparado para a gravação na ocorrência de, pelo menos, uma das condições listadas a seguir, devendo ser livremente configurável (programável) pelo usuário (ANEEL, 2004):

- ❖ Disparo por variação do estado da proteção;
- ❖ Disparo por violação de, pelo menos, um dos limites operacionais
 - Redução da tensão;
 - Aumento da corrente;
 - Desequilíbrio.
- ❖ Disparo por lógica digital;
- ❖ Disparo manual, local ou remoto.

Cada RDP deve possuir um relógio e calendário interno para prover a data e a hora exata de cada registro e deve permitir a sincronização da base de tempo interna por meio de relógio externo, de forma a manter a exatidão em relação ao tempo do Sistema Global de Posicionamento por Satélites (GPS), com erro máximo inferior a um milissegundo.

Para a obtenção das oscilografias dos afundamentos registrados nas diversas barras do sistema, primeiramente, é necessária a aquisição dos registros de faltas, como descrito no Capítulo 3. Após a obtenção das faltas, deve ser realizada a busca dos afundamentos registrados nos barramentos locais e remotos relacionados a tais faltas, cuja pesquisa deve ser feita buscando, no banco de dados, os registros que possuam o mesmo dia e horário das faltas.

De posse de todos os registros referentes às faltas, a primeira análise a ser realizada consiste na caracterização dos AMTs. Entretanto, há eventos que

não são passíveis de caracterização por intermédio da magnitude e duração devido aos problemas inerentes às medições, como erro na parametrização dos medidores ou problemas nos transformadores de potencial. Esses erros estão listados a seguir:

- ❖ Interrupção do fornecimento de energia: ocorre quando a aquisição dos sinais da medição é realizada após o disjuntor de saída da linha. Com a ocorrência de curto-circuito, o disjuntor recebe o comando de abertura, interrompe o circuito juntamente com o transformador de potencial de linha, causando uma aquisição de dados conforme pode ser observado na Figura 5.1.

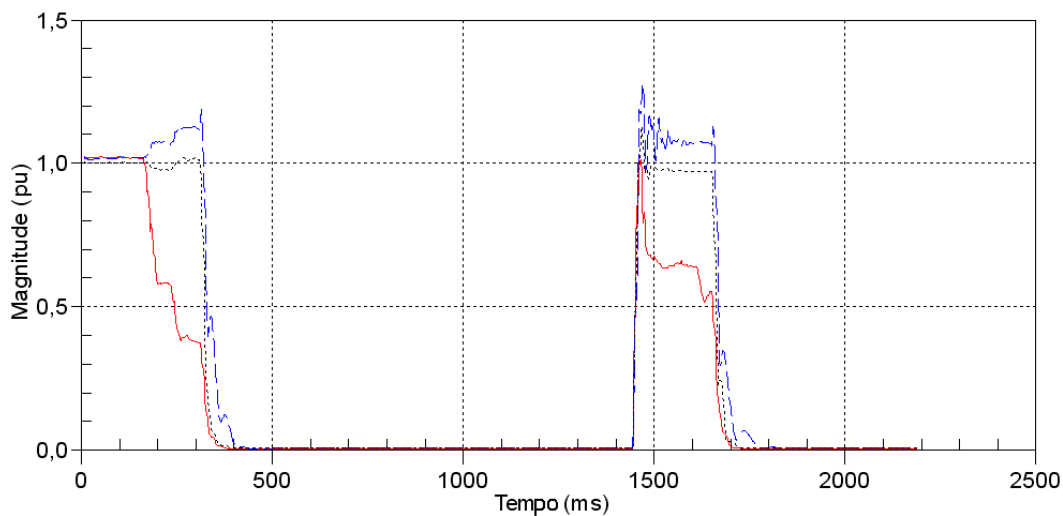


Figura 5.1 - Registro com interrupção do fornecimento de energia.

- ❖ Oscilografias iniciando e/ou terminando com valores RMS inferiores a 0,9 p.u., causado por erros de parametrização dos disparos dos medidores. Esse problema impede o cálculo da duração do evento, conforme pode ser visto na Figura 5.2.

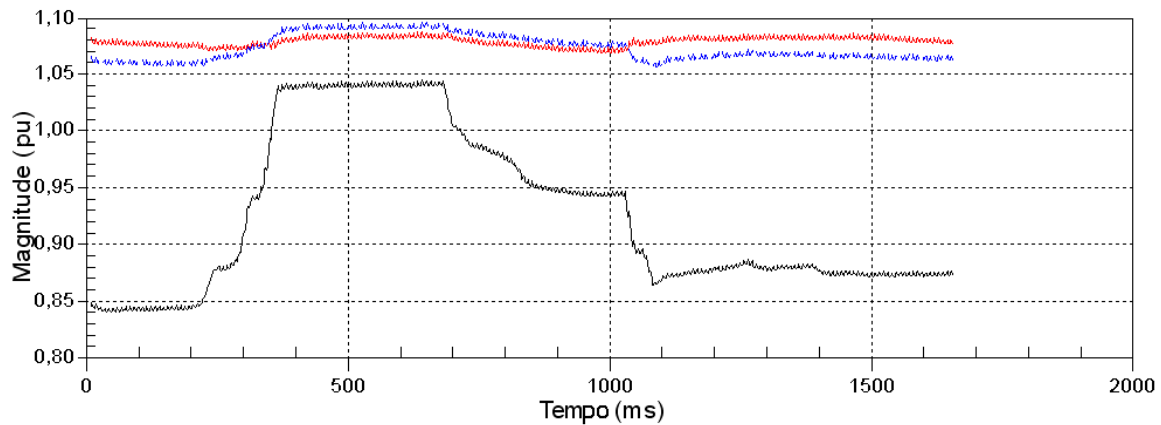


Figura 5.2 - Registro iniciado e terminado com tensão abaixo de 0,9 p.u..

- ❖ Uma fase desconectada: causado por problemas no transformador de potencial, uma das fases fica com tensão igual a zero, conforme ilustra a Figura 5.3.

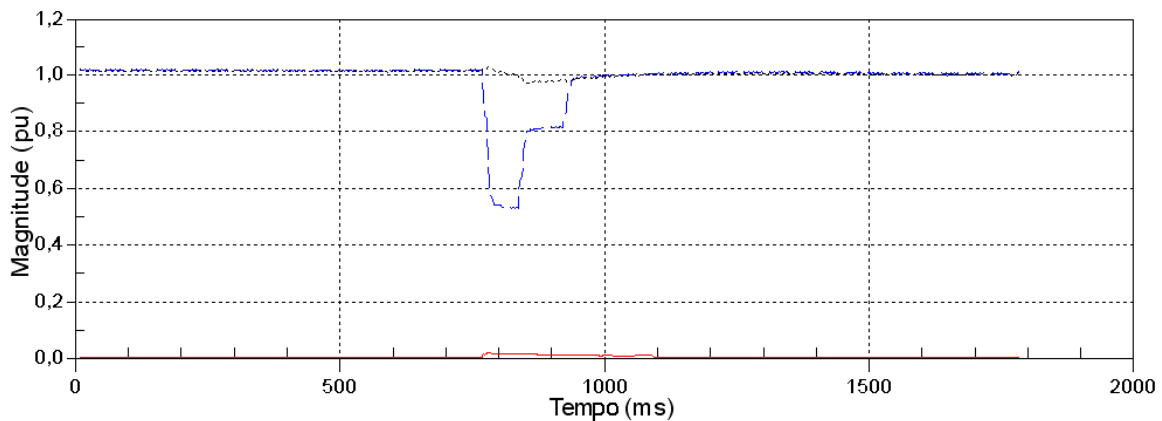


Figura 5.3 - Registro com uma fase desconectada.

Após essa análise inicial, os registros remanescentes de afundamentos devem ser ordenados e separados de acordo com a causa geradora, o que possibilita a associação dos barramentos sensibilizados por cada falta.

5.3 - PROPAGAÇÃO DO AFUNDAMENTO PELOS TRANSFORMADORES

Os registros de afundamentos de tensão obtidos através de RDPs da concessionária são medições de certos barramentos localizados em subestações do sistema elétrico. Na maioria dos casos, esses barramentos se encontram em alta, enquanto a alimentação das cargas se dá em baixa tensão. Com isso, torna-se necessário propagar as tensões registradas pelos RDPs através de transformadores, de modo à melhor estimativa dos parâmetros dos afundamentos percebidos pelos consumidores.

Neste trabalho, será considerada a existência de dois transformadores com conexão delta-estrela aterrada entre o ponto de monitoramento e a carga, por ser a conexão mais usual. O diagrama unifilar utilizado para ilustrar esta conexão pode ser visualizado na Figura 5.4 que apresenta no ponto M1 o barramento da rede básica onde se encontra o RDP, no ponto M2 corresponde ao barramento de distribuição e o M3 o ponto onde estão instalados os equipamentos dos consumidores.

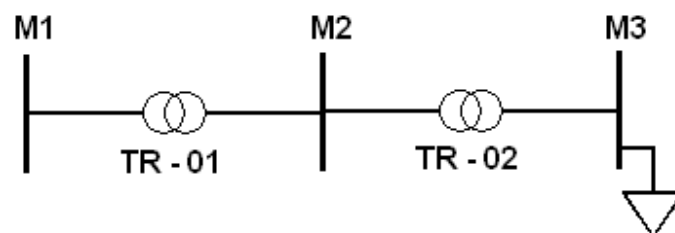


Figura 5.4 - Diagrama unifilar do sistema proposto.

É evidente que a adoção de tal procedimento está associada a certas simplificações, como desconsiderar a influência das cargas rotativas,

existência de geração própria nos consumidores entre outras.

A propagação do afundamento através de transformadores foi realizada utilizando a combinação das oscilografias das três fases, duas a duas, como pode ser visto na Figura 5.5. Para o primeiro transformador, a tensão da fase “a” no lado do secundário (estrela), em p.u., corresponde à diferença de tensão entre as fases “A” e “B” no lado do primário (delta) dividido pela raiz de três.

Os equacionamentos utilizados para a obtenção da tensão em M2 da Figura 5.4 estão retratados nas equações (5.1), (5.2) e (5.3). Essa modelagem matemática utilizada para se calcular a propagação das tensões através de um transformador Δ -Y foi validada através de simulação como pode ser visto no Anexo B dessa dissertação.

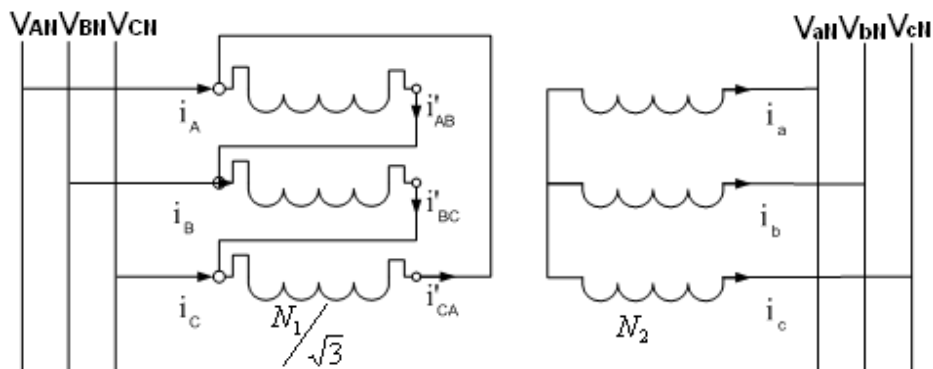


Figura 5.5 - Conexão do transformador delta-estrela.

$$v_{aN} = \frac{(v_{AN} - v_{BN})}{\sqrt{3}} \quad (5.1)$$

$$v_{bN} = \frac{(v_{BN} - v_{CN})}{\sqrt{3}} \quad (5.2)$$

$$v_{cN} = \frac{(v_{CN} - v_{AN})}{\sqrt{3}} \quad (5.3)$$

Onde:

V_{AN} , V_{BN} e V_{CN} - tensões do lado primário do transformador;

V_{aN} , V_{bN} e V_{cN} - tensões do lado secundário do transformador.

Para o segundo transformador, o cálculo é semelhante ao realizado para o primeiro, diferindo apenas os valores de entrada nas equações. A tensão de entrada para os cálculos no ponto M3 correspondem aos resultados obtidos para o ponto M2.

Portanto, com o procedimento proposto é possível realizar o cálculo da propagação da tensão através dos transformadores e estimar o afundamento em dois pontos do sistema: nos barramentos após o primeiro (M2) e segundo (M3) transformador.

A propagação através de mais transformadores em série é dispensável já que levará a resultados semelhantes aos valores obtidos em M2 e M3, alternadamente. Como exemplo, na medição após um terceiro transformador, as magnitudes serão semelhantes a da medição em M2, diferenciando apenas a(s) fase(s) envolvida(s) no AMT, (Aung, 2006).

Após a propagação das oscilografias da tensão pelos transformadores, é necessária a transformação da oscilografia em valores eficazes visando caracterizar os afundamentos. Nesta metodologia serão analisadas somente as tensões fase-terra e considera-se que as cargas são trifásicas conectadas em estrela. O cálculo do valor RMS é possível ser realizado a cada ciclo, como mostrado na equação (5.4).

$$V_{RMS} = \sqrt{\frac{1}{nc} \sum_{i=1}^{nc} v_i^2} \quad (5.4)$$

Onde:

n_c - número de amostra por ciclo.

Como a determinação do valor eficaz é realizada a cada ciclo, inicialmente é necessário observar a quantidade de pontos amostrados dentro desse período, ou seja, a frequência de amostragem do RDP. Em seguida, é necessário determinar a janela de atualização do cálculo de cada valor RMS, que pode ser: ponto a ponto, a cada meio ciclo, a cada ciclo etc., dependendo da precisão desejada. Neste trabalho, foi utilizada a atualização ponto a ponto. Portanto, esse cálculo transforma oscilografias como a mostrada na Figura 5.6 em valores RMS ilustrados pela Figura 5.7.

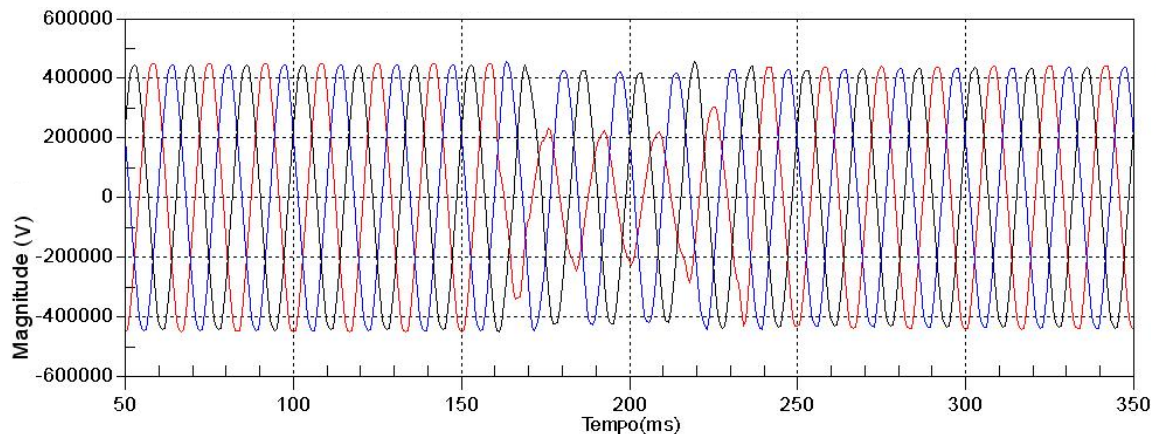


Figura 5.6 - Oscilografia de aquisição de um afundamento.

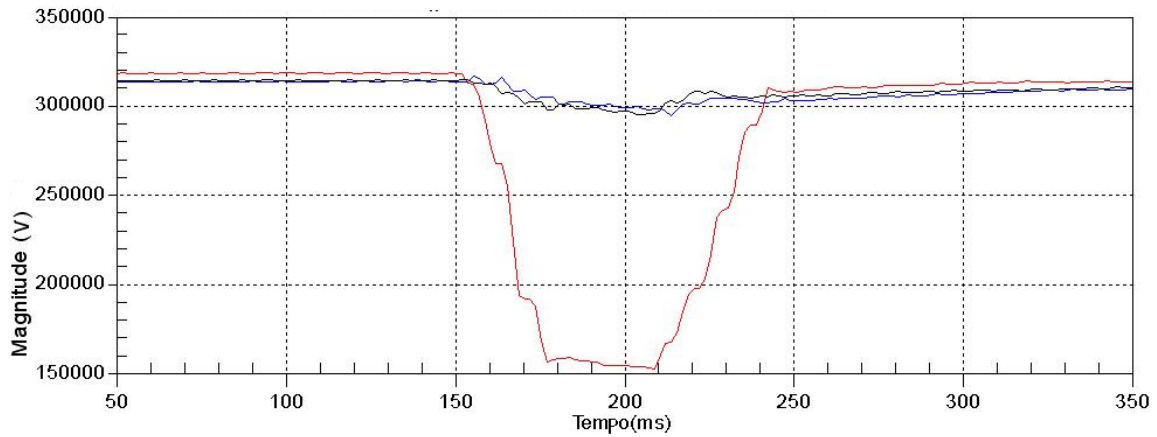


Figura 5.7 - Valor RMS da oscilografia da Figura 5.6.

Após a transformação da oscilografia em valores RMS, é necessário normalizar os valores eficazes através da tensão base, para se obter os valores por unidade (p.u.) como apresentado na Figura 5.8.

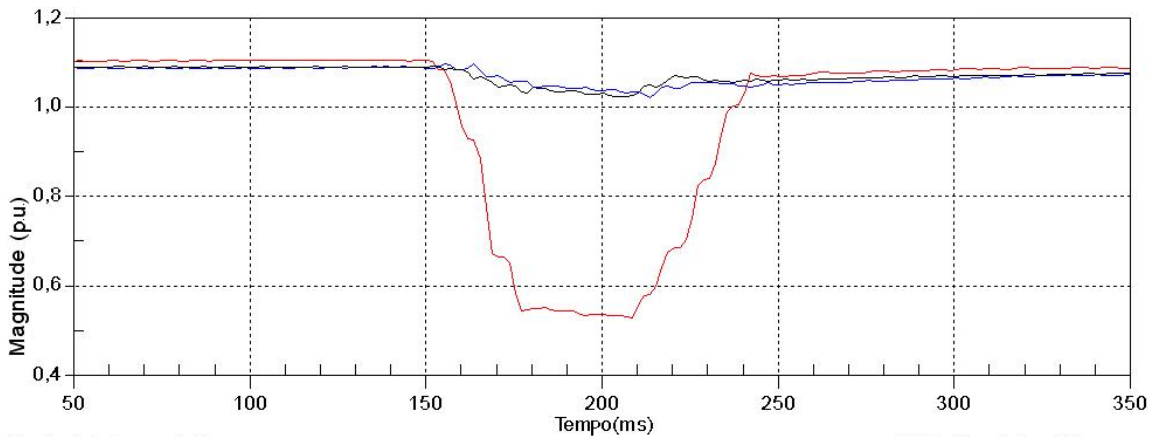


Figura 5.8 - Valor RMS da Figura 5.7 em p.u..

Por fim, após a determinação dos valores RMS, em p.u., a caracterização dos afundamentos é realizada por meio de dois parâmetros: magnitude e duração. A magnitude corresponde à menor tensão remanescente

entre as três fases e a duração corresponde ao tempo em que a fase de menor magnitude permaneceu abaixo de 0,9 p.u.. Esse procedimento é conhecido como agregação de fases pela fase crítica.

5.4 - DIFERENCIAÇÃO DOS REGISTROS COM PERDA DE CARGA DOS SEM PERDA

Com a identificação das faltas que tiveram perda de carga, obtidas pela metodologia apresentada no Capítulo 3, juntamente com as características dos AMTs, magnitude e duração, obtidas neste capítulo, supõe-se ser possível estimar a sensibilidade da carga dos consumidores no plano magnitude versus duração.

Para traçar este gráfico, primeiramente é preciso localizar os barramentos em que os consumidores estão conectados dentro do sistema elétrico, para depois buscar os registros dos afundamentos de tensão correspondentes.

Em seguida, é necessário diferenciar os afundamentos que provocaram perda de carga daqueles que não provocaram utilizando as informações trabalhadas no Capítulo 3. Os eventos que ocasionaram perda de carga devem ser analisados já que, na ocasião de uma falta, várias barras podem ser sensibilizadas, mas não necessariamente todas as cargas desses barramentos irão desligar.

Por fim, a partir dessa diferenciação, supõe-se ser possível traçar, através de um gráfico magnitude x duração, a curva de sensibilidade do consumidor semelhante à apresentada na Figura 5.9, (ITIC, 2000). Essa curva (CBEMA) tinha originalmente como finalidade caracterizar a sensibilidade de computadores *mainframe*. Entretanto, vem sendo utilizada em componentes

eletro-eletrônicos, microprocessadores, etc. e mostra duas regiões distintas de operação, com uma faixa de tolerância entre elas, que representam:

- ❖ Região A - região de imunidade;
- ❖ Região B - região de susceptibilidade, com possibilidade de parada de operações dos equipamentos, em virtude da ocorrência de afundamentos de tensão, juntamente com as interrupções momentâneas.

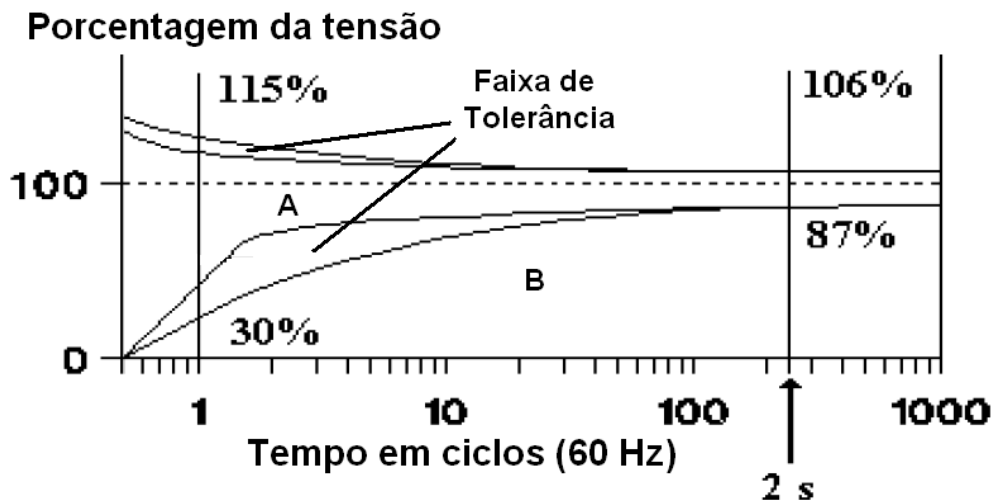


Figura 5.9 - Curva de tolerância CBEMA (ITIC, 2000)

Vale ressaltar que a região de interesse neste trabalho corresponde à região B, de sensibilização das cargas.

5.5 - ESTUDO DE CASO

5.5.1 - Tratamento dos dados

Este estudo de caso, conforme já mencionado, é resultado de um projeto

de pesquisa e desenvolvimento realizado para uma concessionária de energia elétrica brasileira. As oscilografias registradas pelos RDPs localizados em barramentos da rede básica dessa concessionária foram coletadas e trabalhadas conforme apresentado no item 5.3.

Entretanto, durante o processamento dos dados, verificou-se que existe falta de sincronismo na aquisição dos registros das três fases dos RDPs, chegando a valores de 0,3 milissegundos de defasagem, como pode ser visto na Figura 5.10, o que pode levar a erros quando da aplicação das equações (5.1), (5.2) e (5.3).

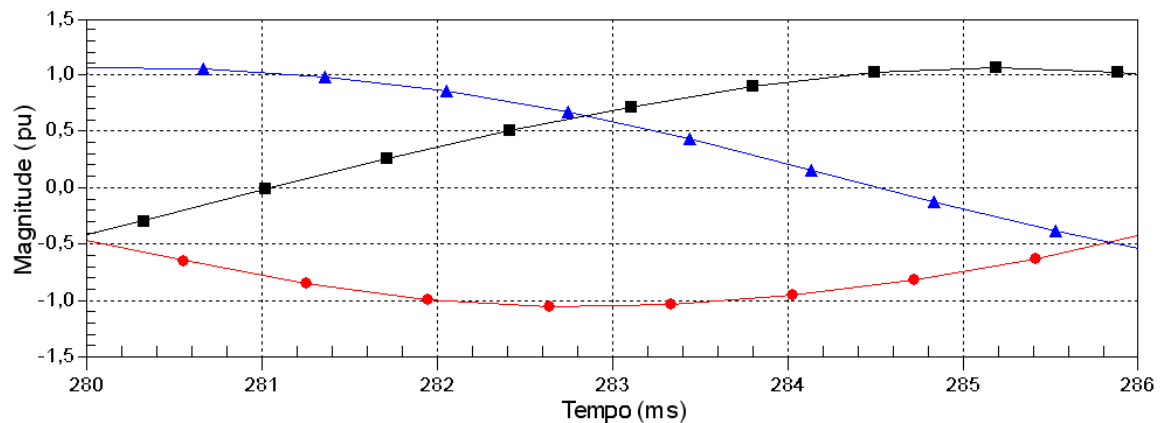


Figura 5.10 - Falta de sincronismo entre as três fases.

Para determinar o erro inserido na utilização das equações (5.1), (5.2) e (5.3) com os registros das tensões defasadas no tempo, foi implementada e testada uma rotina computacional no *Simulink*, retratando a proposta de propagação do afundamento através de dois transformadores delta-estrela. O diagrama esquemático dessa rotina está apresentado no Anexo C.

A Figura 5.11 ilustra os valores RMS da tensão simulada, obtidos pelo

osciloscópio do *Simulink* e os valores RMS da tensão calculados pela composição de fases para cada ponto de monitoração - no barramento de entrada, entre os transformadores e depois dos transformadores - considerando-se defasagens de 0,3 e 0,6 milissegundos, respectivamente entre a 1ª e a 2ª fase e a 1ª e a 3ª fase.

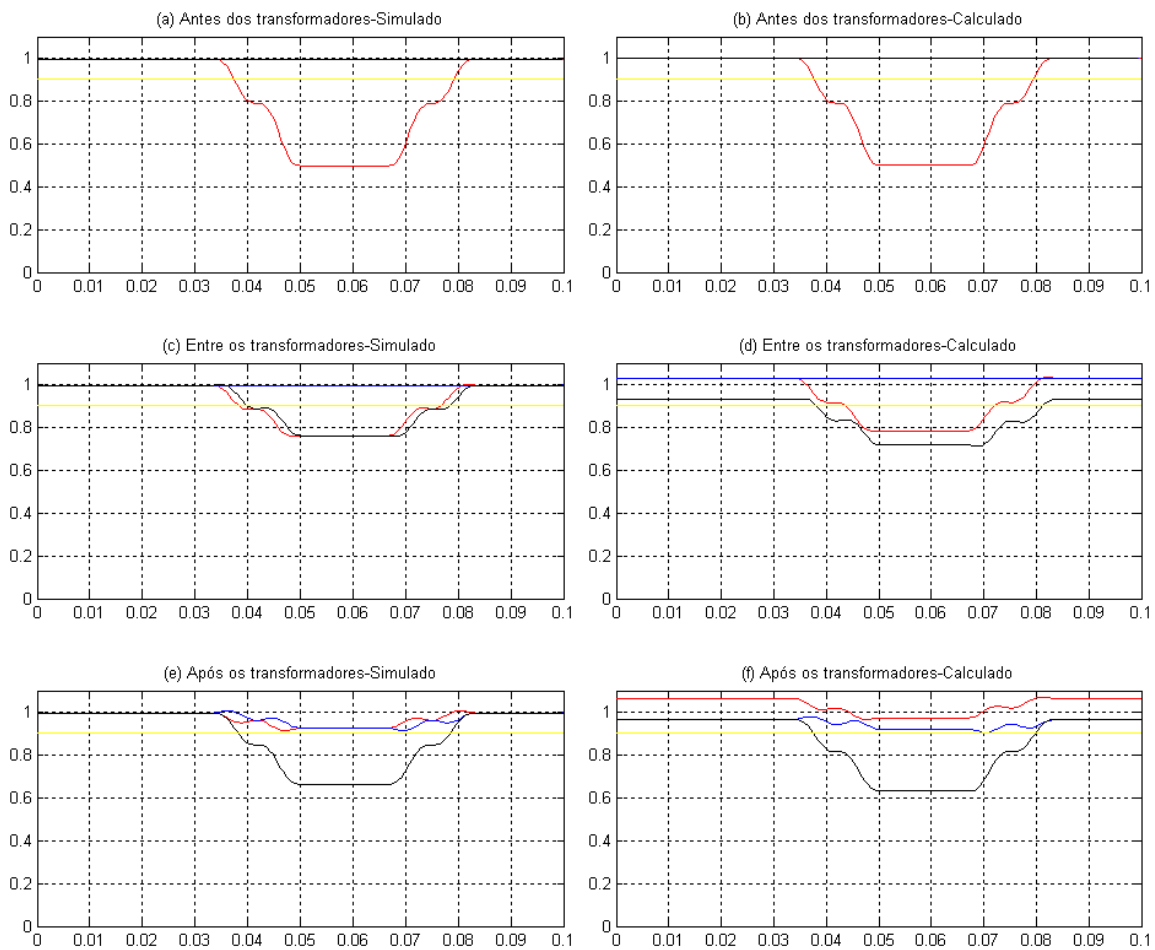


Figura 5.11 - Erro causado pela diferença de aquisição de 0,3 milissegundo entre as fases.

As comparações entre os resultados para a monitoração após os dois transformadores mostram pequenas divergências: magnitude simulada igual a

0,664 p.u. e a calculada em 0,631 p.u., duração simulada em 0,040 s e calculada em 0,042 s.

Entretanto, o problema encontrado com a utilização do cálculo sem a correção das oscilografias é o fato de que, se a tensão de todas as fases for inferior a 1 p.u. antes da falta, todos os valores do vetor de tensão RMS após a propagação pelos transformadores podem ficar abaixo de 0,9 p.u e, com isso, impossibilita o cálculo da duração do evento. A Figura 5.12 exemplifica esta situação, onde se observa:

- ❖ Na Figura 5.12 todas as fases apresentam tensão de 0,95 p.u. antes da falta.
- ❖ Na Figura 5.12, após a propagação pelo primeiro transformador, duas fases ficam com as tensões muito próximas de 0,9 p.u. (fases azul e vermelha).
- ❖ Na Figura 5.12, após a propagação pelo segundo transformador, a tensão na fase vermelha, antes da falta, já se encontra abaixo de 0,9 p.u., impossibilitando a determinação da duração do AMT usando o critério da agregação pela fase crítica.

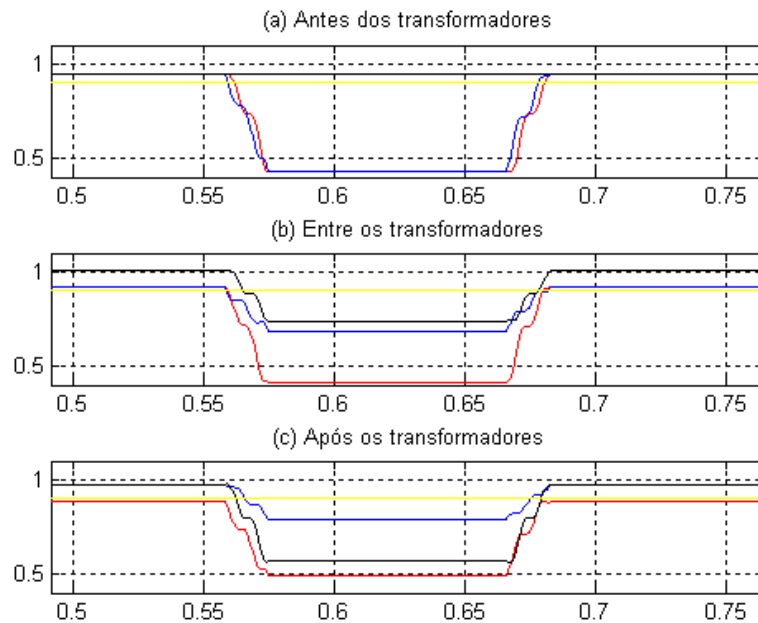


Figura 5.12 - Erro causado pela tensão se aproximar de 0,9 p.u..

Para reparar o erro de sincronismo verificado, foi desenvolvida uma metodologia, a qual consiste em recalcular os valores das oscilografias de duas das três fases para o instante de tempo da fase fixada como base, com o intuito de se obter artificialmente o sincronismo do tempo e, com isso, de reduzir os erros associados.

Para se recalcular os valores das oscilografias, são necessárias duas etapas: primeira, a identificação do vetor de tempo a ser utilizado entre as três fases porque cada fase possui seu próprio vetor; segunda, a determinação das equações a cada dois pontos para se recalcular os novos valores das tensões.

O vetor de tempo a ser adotado corresponde ao maior valor entre as três fases. Como o cálculo das equações é realizado a cada dois pontos, o primeiro ou o último ponto não terá equacionamento próprio e, conseqüentemente, deverá ser descartado. Neste trabalho, será descartado o último ponto das oscilografias porque há maior frequência de afundamentos no início do

registro.

Após a determinação do vetor de tempo a ser utilizado, no equacionamento, considera-se, inicialmente, que a equação retrata tensões senoidais, como pode ser visto na equação (5.5). A tensão é função da amplitude, do vetor de tempo da fase correspondente e do ângulo.

$$va = A * \text{sen}(2\pi * 60 * ta + \theta) \quad (5.5)$$

Considerando que não haja variação no valor da amplitude (A) e do ângulo (θ), a cada dois pontos, a tensão se torna função apenas do vetor de tempo. Essa estimativa possibilita estabelecer um sistema de duas equações a cada dois pontos, como pode ser visto em (5.6), que corresponde à equação do ponto i e $i+1$, sendo que $i > 1$.

$$\begin{cases} va_i = A_i * \text{sen}(2\pi * 60 * ta_i + \theta_i) \\ va_{i+1} = A_i * \text{sen}(2\pi * 60 * ta_{i+1} + \theta_i) \end{cases} \quad (5.6)$$

A resolução desse sistema, que corresponde à determinação dos valores da amplitude e do ângulo, resulta no equacionamento senoidal da fase “a” para os valores de tempo entre ta_i e ta_{i+1} . Se, por exemplo, o vetor de tempo fixado foi o da fase “b” e o primeiro valor tb_1 tal que $ta_1 < tb_1 < ta_2$, substitui-se na equação (5.5) os valores da amplitude e do ângulo calculado pelo sistema (5.6), assim como tb_1 se determina o primeiro valor da tensão da fase “a” corrigido.

Entretanto, se tb_1 for maior do que ta_2 , deve-se localizar a faixa em que

o vetor de tempo da fase “b” se encaixe no vetor de tempo da fase “a” e, assim como descrito anteriormente, recalculando o valor da tensão.

Para o estudo de afundamentos não se pode considerar a amplitude constante na transição da oscilografia normal para o AMT assim como do AMT para a normal, pelo fato desse instante haver uma considerável variação no valor da amplitude.

Portanto, para os casos em que a amplitude não é constante, é necessário utilizar outro equacionamento. O equacionamento adotado nesta metodologia é uma relação linear, como pode ser visto na equação (5.7). Ao se determinar os parâmetros a e b da equação através do sistema (5.8), é possível determinar o novo valor recalculado utilizando a expressão (5.7).

$$v = a * t + b \quad (5.7)$$

$$\begin{cases} v_i = a_i * t_i + b_i \\ v_{i+1} = a_{i+1} * t_{i+1} + b_{i+1} \end{cases} \quad (5.8)$$

A Figura 5.13 ilustra um caso simulado através de uma rotina computacional em *Matlab* modelados no *Simulink* apresentando um afundamento de 0,5 p.u. e duração de 50 milissegundos. Os resultados da esquerda correspondem às respostas obtidas pelo *Simulink* enquanto os resultados da direita correspondem aos obtidos através da metodologia apresentada.

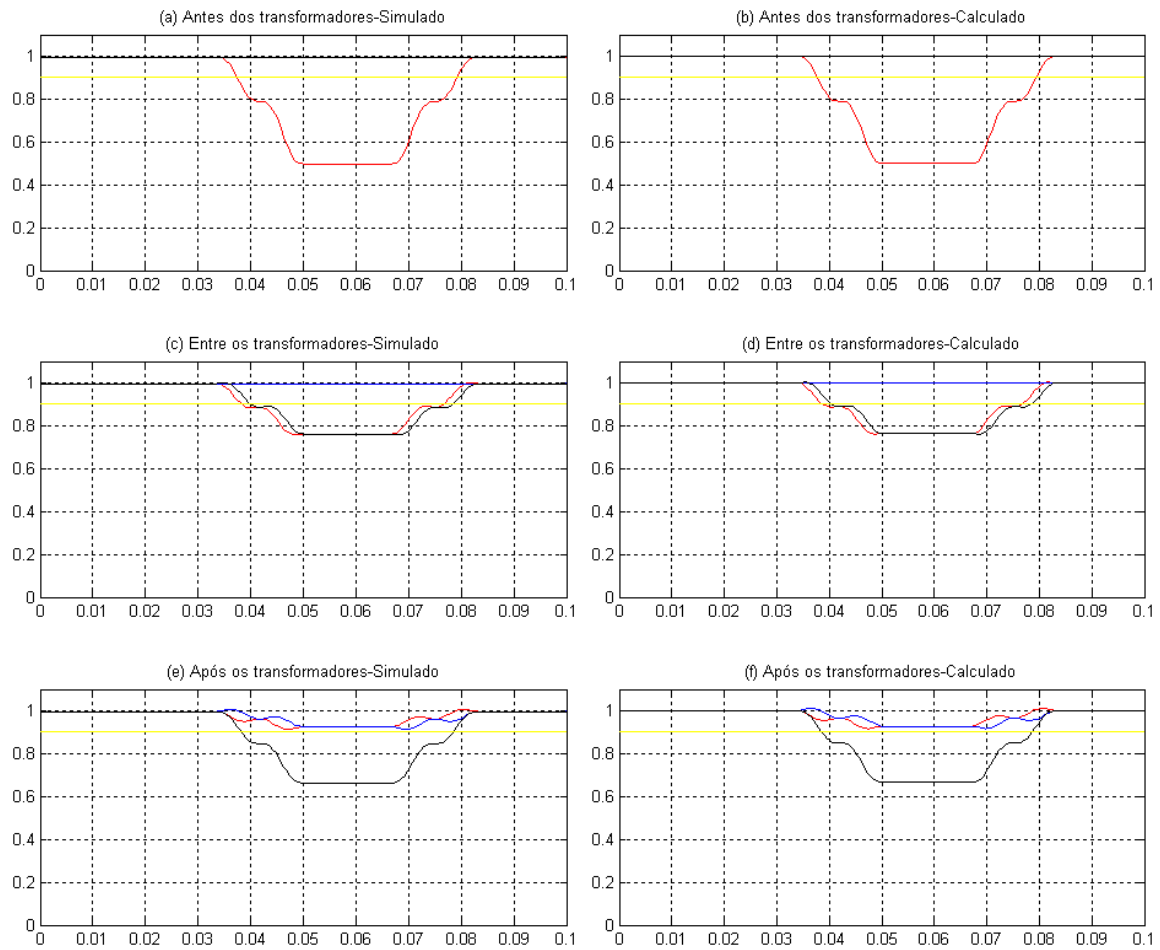


Figura 5.13 - Erro após a correção do assincronismo.

Os resultados obtidos do caso simulado para a correção da falta de sincronismo, Figura 5.13, mostra a semelhança entre as tensões RMS de todos os pontos de monitoração ao contrário dos resultados apresentado na Figura 5.11. Com isso, utilizando esse procedimento matemático, o problema da falta de sincronismo foi resolvido para a propagação dos afundamentos.

Uma vez implementada a correção da falta de sincronismo dos registros dos afundamentos, serão mostrados, na sequencia, os resultados obtidos da estimação para a determinação da curva de sensibilidade dos consumidores.

5.5.2 - Estimação da curva de sensibilidade

As oscilografias obtidas junto à concessionária foram corrigidas conforme procedimento descrito no item anterior, propagadas através de dois transformadores delta-estrela e calculado o valor RMS apenas para o ponto de medição após os dois transformadores, utilizando-se uma rotina computacional em *Matlab*.

Após a manipulação inicial das oscilografias, foi realizada a diferenciação dos eventos que tiveram perda, como descrito no item 5.4, por meio das informações obtidas no Capítulo 3. A Figura 5.14 corresponde a todos os eventos registrados durante quatro anos de monitoramento, 2004 a 2007, das classes de tensão de 138, 230, 345 e 500 kV. Os valores de magnitude apresentados correspondem aos valores calculados após o segundo transformador delta-estrela.

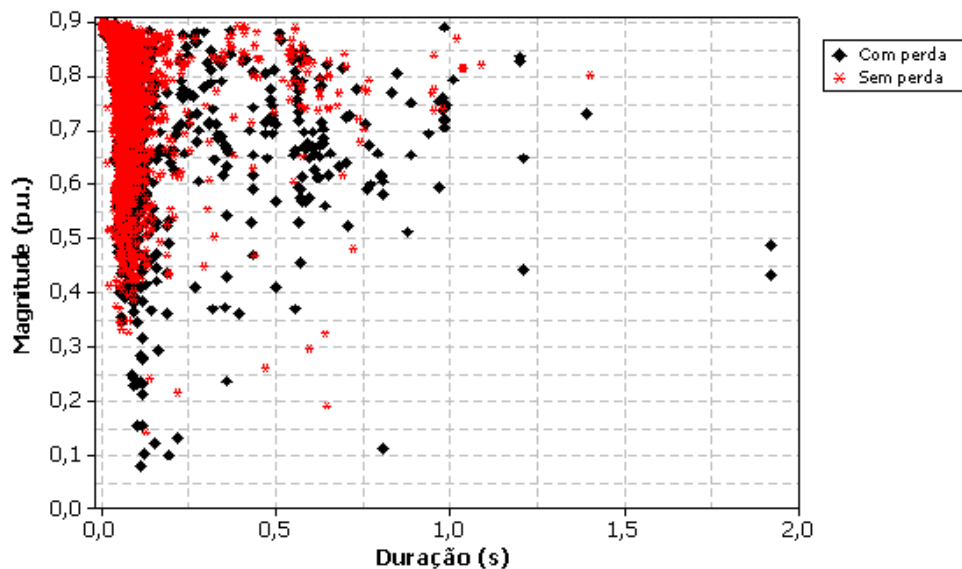


Figura 5.14 - Gráfico magnitude x duração geral dos afundamentos registrados.

Pela figura, observa-se a dificuldade da caracterização da curva de sensibilidade dos consumidores quando não se tem a localização destes na rede elétrica. Podem ter ocorrido eventos com afundamentos rasos que tiveram perda de carga associada, assim como afundamentos severos que não sensibilizaram as cargas, contrariando as expectativas.

Uma tentativa de equacionar o problema foi utilizar apenas os registros dos barramentos que estão na mesma classe de tensão onde provavelmente estejam conectadas as cargas. Com isso, para a realização do gráfico da Figura 5.15 foram considerados apenas os registros nas classes de tensão de 138 e 230 kV.

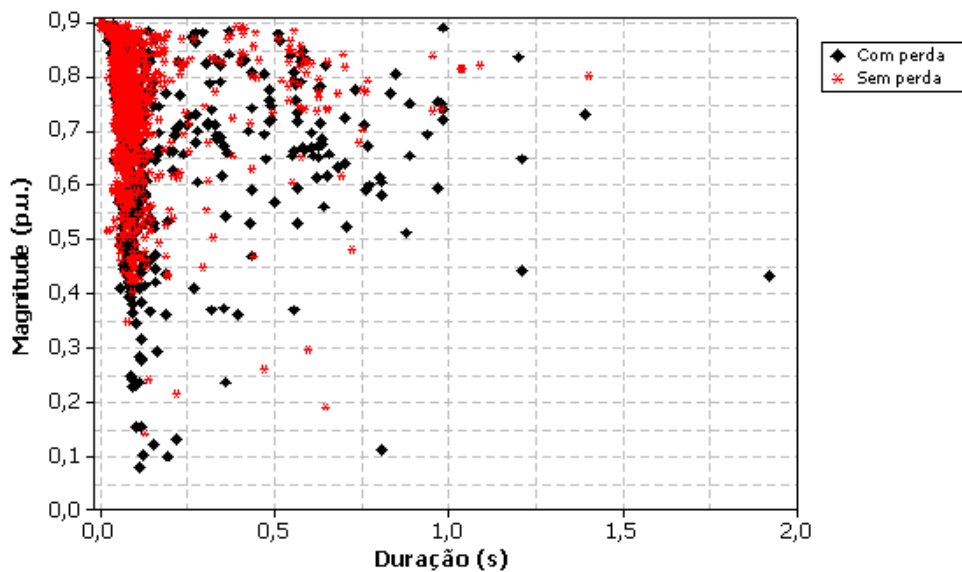


Figura 5.15 - Gráfico magnitude x duração dos eventos de 138 e 230 kV.

Contudo, a retirada dos eventos das classes de tensão de 345 e 500 kV, como pode ser visto acima, não solucionou completamente o problema citado anteriormente.

Outra consideração realizada foi a retirada dos eventos próximos à geração, já que os maiores centros consumidores estão distantes destes barramentos. A Figura 5.16 ilustra o gráfico dos registros de 138 e 230 kV sem os barramentos de geração.

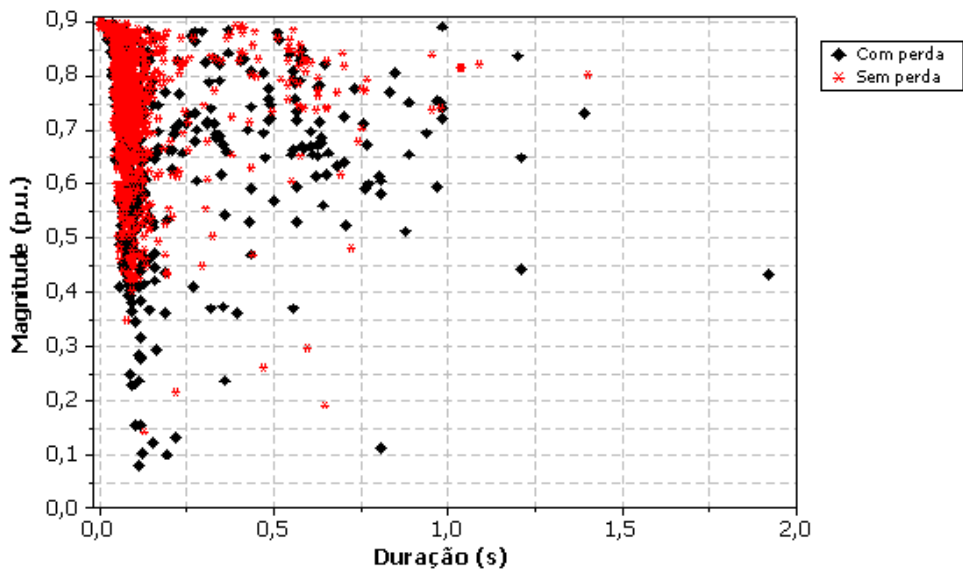


Figura 5.16 - Gráfico magnitude x duração dos eventos de 138 e 230 kV sem os barramentos da geração.

Entretanto, a retirada dos eventos das barras que estão diretamente ligadas à geração ainda não permitiu estimar adequadamente a sensibilidade dos consumidores. Portanto, como ainda não foi possível determinar uma curva geral de sensibilidade de todos os consumidores, os registros foram separados em regionais, de acordo com a divisão existente na concessionária, a qual poderá facilitar a caracterização da sensibilidade dos consumidores devido ao menor volume de informações a serem trabalhadas e, com isso, melhorar a análise e processamento das informações.

A Figura 5.17 apresenta a curva de sensibilidade da regional Sudeste. É importante ressaltar que estão representados, neste gráfico, apenas os eventos propagados a partir das classes de tensão de 138 e 230 kV, descartados os registros dos barramentos de geração.

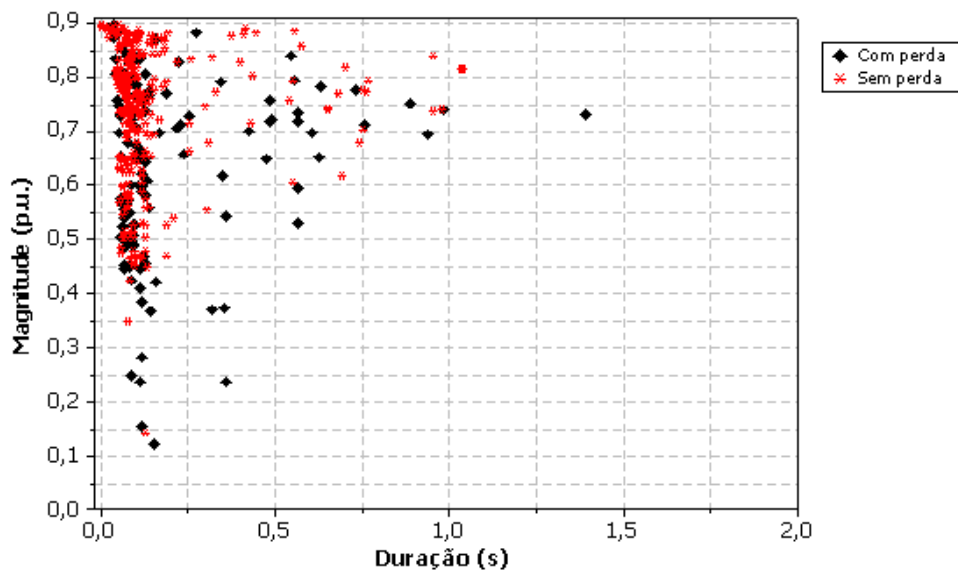


Figura 5.17 - Gráfico magnitude x duração da regional Sudeste.

O gráfico anterior, apesar de apresentar menor dispersão que os demais, ainda assim, possui uma região onde há superposição de eventos com e sem perda de carga. Para melhor identificação da região de sensibilidade, foram analisadas detalhadamente somente as faltas que resultaram em perda de carga.

Os eventos com perda que possuíam mais de um barramento sensibilizado foram estudados a fim de identificar a localização das cargas que foram desligadas. Foi considerado que barramentos com magnitude superior a 0,7 p.u. não são severos o suficiente para sensibilizar os consumidores, já que

conforme apresentado em Leborgne (2003) uma determinada indústria é sensível a afundamentos inferiores a 0,67 p.u. e imune a afundamentos acima de 0,71 p.u.. A Tabela 5.1 exemplifica o procedimento adotado para essa aferição. Para os casos em que todos os registros de afundamentos tiveram magnitude superior ao valor estipulado, foi adotado somente o menor valor de magnitude.

Tabela 5.1 - Afundamentos de tensão com perda de carga a serem descartados

RDP	Regional	Tensão (kV)	Magnitude (p.u.)	Duração (s)	Eliminado?
1	Sudeste	345	0,507	0,059	Não
1	Sudeste	138	0,566	0,058	Não
2	Sudeste	138	0,727	0,056	Sim
2	Sudeste	345	0,643	0,054	Não
3	Sudeste	138	0,874	0,036	Sim
3	Sudeste	345	0,811	0,044	Sim
3	Sudeste	500	0,867	0,038	Sim
4	Oeste	138	0,850	0,049	Sim
5	Sudeste	138	0,566	0,072	Não

Após essa nova etapa de manipulação dos dados, a Figura 5.18 apresenta os resultados de afundamentos da mesma regional da figura anterior, porém descartando os valores com magnitude superior a 0,7 p.u. e que produziram perda de carga.

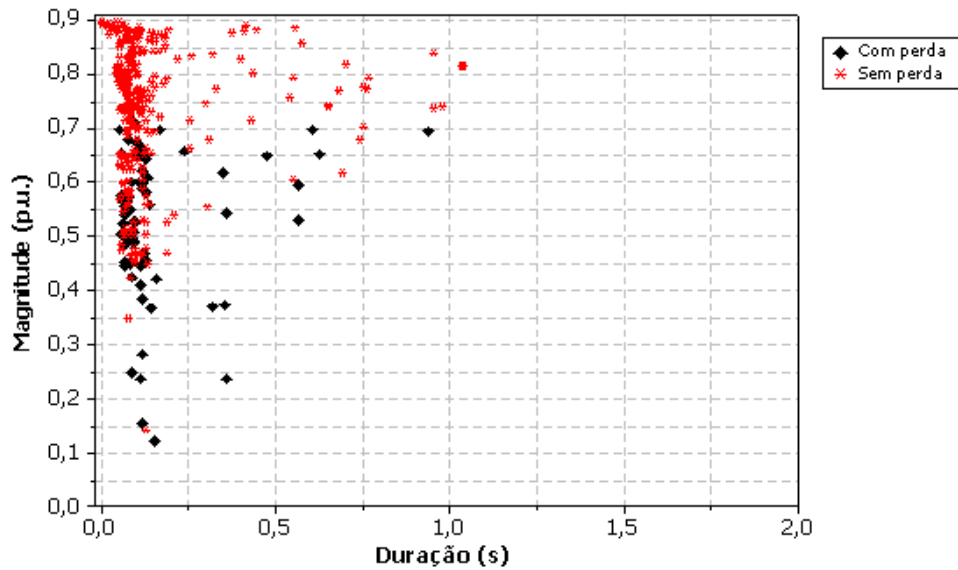


Figura 5.18 - Gráfico magnitude x duração da regional Sudeste com as faltas estudadas.

A identificação da área de sensibilidade dessa figura é mais nítida se comparada com a Figura 5.17. No entanto, existem alguns eventos que não tiveram perda de carga, mesmo com magnitudes severas nos AMTs, que podem ser explicados devido à existência, neste sistema, de barramentos de passagem onde não há cargas instaladas, ou até mesmo cargas que não são sensíveis a AMTs.

Adicionalmente, deve-se considerar a aleatoriedade dos afundamentos que está diretamente relacionada com a aleatoriedade das faltas. Isso pode influenciar na análise de sensibilidade da carga já que uma falta severa, que produz afundamentos com pequenas magnitudes em barramentos onde há consumidores industriais conectados, pode não ocasionar perda de carga se estes consumidores, por exemplo, tiverem com os seus processos parados durante o distúrbio.

Finalmente, a Figura 5.19 apresenta o gráfico que estima a sensibilidade dos consumidores instalados na regional Sudeste e alimentados a partir da rede básica. As curvas traçadas em azul foram obtidas empiricamente. No gráfico, podem ser identificadas três regiões: a primeira mais abaixo, onde qualquer evento nessas condições irá provocar perda de carga; uma região acima, onde não ocorreu sensibilização dos consumidores; e uma intermediária de incerteza, onde os eventos podem ou não provocar perda de carga.

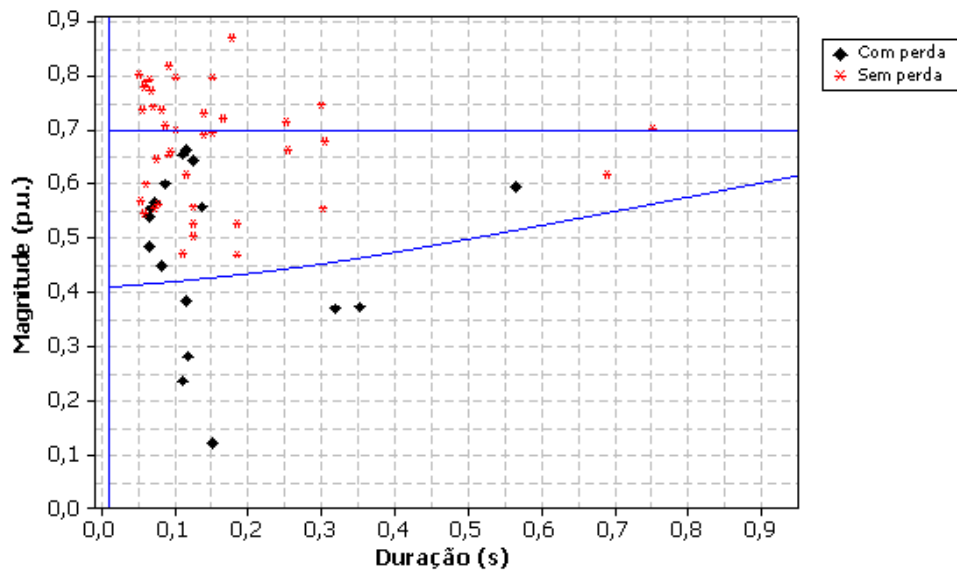


Figura 5.19 - Gráfico magnitude x duração de uma subestação da regional Sudeste.

Pelo gráfico, é possível estimar a curva de sensibilidade das cargas conectadas a essa regional:

- ❖ AMTs com magnitude superior a 0,7: não causaram perda de

carga;

- ❖ AMTs com magnitude entre 0,45 e 0,7: há uma incerteza;
- ❖ AMTs com magnitude inferior a 0,45: as cargas sofrem forte impacto percebido na redução do fluxo de carga na rede básica da concessionária.

5.6 - CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo evidenciou a dificuldade de se determinar a sensibilidade de consumidores frente a afundamentos de tensão através de medições de afundamentos de tensão registrados nos barramentos da rede básica relacionados aos seguintes fatores:

Primeiro: a aquisição e a análise de dados são dificultadas quando os registros forem feitos na rede de transmissão e as cargas dos consumidores estiverem instaladas na média ou baixa tensão.

Segundo: o erro inserido devido à falta de sincronismo da amostragem entre as três fases dificulta a caracterização dos afundamentos. Entretanto, essa dificuldade foi superada com a modelagem matemática apresentada nesse capítulo.

Terceiro: a falta de identificação e da localização exata das cargas que efetivamente tiveram perda de carga assim como o tipo de conexão das cargas (trifásicas, entre fases e fase-terra) dificulta a estimação da curva de sensibilidade da carga.

Quarto: finalmente, outras variáveis associadas aos afundamentos e que não foram consideradas neste trabalho podem influenciar as análises, destacando o salto do ângulo e o tipo de afundamento conforme as

classificações dos afundamentos: tipo A, B, C e D , (Aung, 2006).

6 - CONCLUSÕES

6.1 - CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

Os estudos de impacto de afundamentos momentâneos de tensão sobre os consumidores vêm sendo realizados por meio da estimação de suas perdas financeiras. Como visto no Capítulo 2 desta dissertação, há uma escassez de trabalhos abordando o tema, apesar dos consumidores relatarem o impacto desse fenômeno em suas atividades produtivas.

A estimação dos custos devido a AMTs deve ser realizada considerando-se os custos dos consumidores e os custos das concessionárias. Entretanto, sabe-se que, normalmente, o prejuízo associado aos consumidores é muito superior ao prejuízo da concessionária.

A quantificação do custo devido à ocorrência de afundamentos de tensão deve ser realizada, preferencialmente, através de pesquisa direta junto aos consumidores. Entretanto, na impossibilidade da realização de tais pesquisas, recomenda-se utilizar os resultados de trabalhos semelhantes, desde que os mesmos representem adequadamente a realidade do sistema elétrico que se pretende estudar.

Neste trabalho, em função da impossibilidade de se realizar uma pesquisa para determinar o custo dos consumidores relacionados aos afundamentos, foi adotado o custo de interrupção de curta duração de uma pesquisa realizada pela CEMIG em 1993, cujo valor estimado é de 2.800 US\$/MWh. A utilização desse custo de interrupção para retratar o afundamento foi justificada devido à particularidade de as interrupções de curta duração serem afundamentos de tensão muito severos.

Os prejuízos calculados neste trabalho em decorrência dos afundamentos de tensão foram estimados a partir da energia não suprida, comparando-se a curva de carga real do sistema com a curva de carga esperada. Ressalta-se, no entanto, que no trabalho de determinação da energia não suprida – ENS - deve-se contar com o auxílio de especialistas da concessionária que possam distinguir variações normais da curva de carga daquelas variações relacionadas com os afundamentos de tensão.

Muito embora já tenha sido apresentado ao longo dos capítulos da dissertação, destacam-se aqui as principais conclusões obtidas a partir do caso-teste para o subsistema da CEMIG:

- ❖ As perdas são da ordem de 5,2 milhões de dólares por ano para os consumidores, sendo superiores a US\$ 21,1 milhões para o conjunto dos quatro anos. Este valor poderia ser mais preciso caso tivesse sido realizada uma pesquisa diretamente com os consumidores. Esse valor de perdas econômicas dos consumidores está subestimado já que foram consideradas apenas as faltas ocorridas no subsistema elétrico estudado, descartando tanto os eventos no sistema de distribuição da CEMIG, certamente mais próximos eletricamente dos consumidores, como eventos em outras concessionárias
- ❖ Pode-se concluir que o sistema de transmissão da concessionária é bastante robusto devido ao baixo percentual de faltas nas linhas de transmissão de 345 e 500 kV que causaram perda de carga.
- ❖ As faltas em linhas de 138 kV são as que causam maior impacto ao consumidor;

- ❖ 75,7% das faltas registradas não causam perda de carga;
- ❖ À medida que se aumenta a quantidade de fases envolvidas na falta, aumenta-se o impacto sobre os consumidores o que já era esperado;
- ❖ A cada duas faltas com perda, aproximadamente uma está relacionada com as descargas atmosféricas;
- ❖ 82% das faltas com perda ocorreram à tarde ou à noite;
- ❖ No verão, há uma maior quantidade de eventos com perda de carga quando comparado ao período da primavera, apesar de que, nos dois períodos, a quantidade de faltas no sistema serem a mesma;
- ❖ Os afundamentos causados pelas faltas na região do Triângulo possuem o menor impacto, já que apenas 8% das faltas causam perda de carga;
- ❖ Os afundamentos das faltas na região Norte possuem um maior impacto já que aproximadamente 40% das faltas causam perda de carga.

A partir dos resultados de medição de afundamentos de tensão no sistema de transmissão procurou-se estimar a sensibilidade das cargas instaladas no sistema de distribuição. Entretanto, a obtenção de tal sensibilidade não é trivial levando em conta as dificuldades inerentes a este procedimento, destacando-se:

- ❖ Existência de transformadores entre os pontos de medição e a cargas sensíveis, dado que as cargas estão instaladas na média e baixa tensão nas plantas dos consumidores;

- ❖ O erro inserido devido à falta de sincronismo da amostragem entre as três fases dificulta a caracterização dos afundamentos percebidos pelos consumidores;
- ❖ A falta de identificação e da localização exata das cargas que efetivamente foram sensibilizadas;
- ❖ Outras variáveis associadas aos afundamentos e que não foram consideradas neste trabalho podem influenciar no processo de desligamento dos consumidores, destacando o salto de ângulo e o tipo de afundamento, segundo a caracterização A, B, C e D.

6.2 - SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Visando dar continuidade ao trabalho realizado nesta dissertação, bem como às pesquisas acerca do tema, afundamentos de tensão, são apresentadas na sequência algumas sugestões para trabalhos futuros:

- ❖ Considerar na estimativa da sensibilidade da carga o tipo de AMTs: monofásico, bifásico e trifásico;
- ❖ Realização de correlações cruzadas envolvendo mais de uma característica das faltas analisadas (tipo de falta, causa da falta, resistência de falta, região onde ocorreu a falta, a estação do ano e o horário) e as perdas de carga;
- ❖ Realizar pesquisa direta com os consumidores visando quantificar os prejuízos estratificados por ramo de atividade e região;
- ❖ Buscar a identificação e a localização exata da carga por consumidor no sistema elétrico.
- ❖ Registro do fluxo de carga em alimentadores individuais.

- ❖ Eliminar eventos de pouca relevância, como: baixa perda de carga, horário pouco relevante, para traçar a curva de sensibilidade.
- ❖ Considerar a carga sendo delta, analisando as tensões fase-fase, e comparar os resultados para a carga em estrela, onde foram analisadas as tensões fase-terra.

7 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(ALVES, 2003), M. F., COSTA, J. G., FONSECA, V. R. C. “Impacto Econômico do Afundamento de Tensão na Indústria: uma Metodologia Aplicada a Grandes Redes Elétricas”, Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica - SBQEE, 2003, Aracajú.

(ANEEL, 2004), Manual de Fiscalização da Transmissão. Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade - SFE Brasília - DF. <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/manual%20de%20transmiss%C3%A3o.pdf>

(AUGN, 2006), M. T., Milanovic, J. V. “The influence of Transformer Winding Connections on the Propagation of Voltage Sags.”, IEEE Transactions, volume 21, nº 1, janeiro de 2006, páginas: 262-269.

(BC HIDRO, 2005), Power Quality - Customer financial impact/risk assessment tool; BC Hydro, março de 2005

(CEMIG, 1993), SCEL-GTAD, “Custo de Interrupção de Energia Elétrica no Brasil - Investigações Adicionais”, maio de 1993.

(COELHO, 2006), J., CRUZ, M. P., CISLAGHI, R., GRAF, O., “Metodologia para Avaliação dos Custos Associados a Problemas de Qualidade de Energia em Consumidores de Grande Porte”, Seminário Brasileiro de Sistemas Elétricos (SBSE) 2006, Campina Grande.

(GOMES, 1999), N. S., ANDRADE, S. R. C., COSTA, C. A. B., SAPNET - Sistema de Análise de Perturbações da CEMIG. em XV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, outubro de 1999:

Paraná, Brasil, páginas: 1-5.

(CHOWDHURY, 1998), A. A. e KOVAL, D. O., “Value-Based Distribution System Reliability Planning,” em IEEE Transactions on Industry Applications, volume 34, nº 1, , janeiro-fevereiro de 1998, páginas: 23-29.

(GCOI/SCEL/GTAD, 1992) “Principais Conclusões, Interpretação e Aplicações da Pesquisa sobre Custo de Interrupção”, Relatório SCEL-GTAD 01/92, ELETROBRÁS, março de 1992, Rio de Janeiro.

(HEINE, 2002), P.; POHJANHEIMO, P.; LEHTONEN, M.; LAKERVI, E., “A Method for Estimating the Frequency and Cost of Voltage Sags”, Power Systems, IEEE Transactions; volume 17, nº 2, maio 2002, páginas: 290-296.

(IEEE, 1995a), “IEEE Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality”, IEEE Std. 1159 - 1995.

(IEEE, 1995b), “IEEE Recommended Practice for Emergency and Standby Power Systems for Industrial and Commercial Applications”, IEEE Std. 446 - 1995.

(IEEE, 1998), “IEEE Recommended Practice for Evaluating Electric Power System Compatibility with Electronic Process Equipment”, IEEE Std. 1346 - 1998.

(ITIC, 2000) Information Technology Industry Council, “ITI (CBEMA) CURVE Application Note”, Revised in 2000, available at <http://www.itic.org/technical/iticurv.pdf>.

(KARIUKI, 1996), K. K., ALLAN, R. N., “Evaluating of Reliability Worth and Value of Lost Load”, Generation, Transmission and Distribution, IEE

Proceedings, volume 143, nº 2, março de 1996, páginas: 171-180.

(KJOLLER, 2008), G. H., SAMDAL, K., SINGH, B., KVITASTEIN, O. A., “Customer Costs Related to Interruptions and Voltage Problems: Methodology and Results”, IEEE transaction on power systems, volume 23, nº 3, agosto de 2008.

(LAWTON, 2003), L., SULLIVAN, M., LIERE, K. V., KATZ. A., ETO, J., “A Framework and Review of Customer Outage Costs: Integration and Analysis of Electric Utility Outage Cost Surveys” Imre Gyuk Energy Storage Program Office of Electric Transmission and Distribution U.S. Department of Energy, novembro de 2003.

(LEBORGNE, 2003), R. C., “Uma Contribuição à Caracterização da Sensibilidade de Processos Industriais Frente a Afundamentos de Tensão”, Dissertação de Mestrado, Universidade Federal de Itajubá, maio de 2003.

(LEHTONEN, 2006), M., SILVAST, A., HEINE, P., KIVIKKO, K., MÄKINEN, A., Järventausta, P. “Costs of Interruptions of Electricity - A Finnish Survey”, International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP, 2006, Cascais, Portugal.

(LEITÃO, 2003), J. A. L., REIS, L. B., ”Avaliação Econômica das Perdas por Distúrbios na Rede Básica”, V Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica (SBQEE), agosto de 2003, Aracaju.

(LEITE, 2005), L. J. R., FERREIRA, A. L. F., OLIVEIRA, M. A., “Uma Metodologia para Avaliação dos Custos de Interrupção e de Eventos de Qualidade da Energia”, VI Seminário Brasileiro sobre Qualidade de Energia Elétrica - SBQEE 2005, Belém, PA.

(MASSAUD, 1994), A. G., SCHILLING, M. T., HERNANDEZ, J. P., “Electricity Restriction Costs”, Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings, volume 141, nº 4, julho de 1994, páginas: 299-304.

(MELO, 2003), M. O. B. C., CALVACANTI, G. A., “Avaliação do Impacto da Qualidade de Energia Elétrica no Mercado e na Produção Industrial Análise e Metodologia”, V Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, agosto de 2003, Aracaju.

(MILANOVIC, 2003), J. “Power quality costs for manufacturing industries”, Transparências, Power Quality Interest Group - PQIG, Wrightsville Beach, North Carolina, 2003.

(MILANOVIC, 2004), J. V, AUNG, M. T., GUPTA, C. P., “The Influence of Process Equipment Composition on Financial Losses due to Voltage Sags”, 2004 11th International conference on harmonics and quality of power, IEEE.

(MILANOVIC, 2006a), J. V., GUPTA, C. P., “Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags-Part I: the Methodology”, Power Delivery, IEEE Transactions on, volume 21, nº 2, abril de 2006, páginas: 918-924.

(MILANOVIC, 2006b), J. V., GUPTA, C. P., “Probabilistic Assessment of Financial Losses due to Interruptions and Voltage Sags - Part II: Practical Implementation”, Power Delivery, IEEE Transactions on, volume 21, nº 2, abril de 2006, páginas: 925-932.

(NRS, 048), National Rationalization of Specifications: Electricity Supply - Quality of Supply, NRS - 048.

(OLIVEIRA, 2003), T. C., CARVALHO FILHO, J. M. de, ABREU, J. P. G.

de, LEBORGNE, R. C. “Análise da Influência da Conexão de Transformadores Delta/Y na Propagação de Afundamentos de Tensão” em: V Seminário Brasileiro sobre Qualidade da Energia Elétrica, V SBQEE, 2003, Aracajú.

(POHJANHEIMO, 2003), P. “A Probabilistic Method for Comprehensive Voltage Sag Management in Power Distribution Systems”, Dissertation for the degree of Doctor of Technology; Helsinki University of Technology, 2003.

(QUAIA, 2003a), S., TOSATO, F., “A Method for the Computation of the Interruption Costs Caused by Supply Voltage Dips and Outages in Small Industrial Plants”, EUROCON 2003. Computer as a Tool. The IEEE região 8; volume 2, 22-24 de setembro de 2003, páginas: 249-253.

(QUAIA 2003b), S., TOSATO, F., “Interruption Costs Caused by Supply Dips and Outages in Small Industrial Plants: A Case Study and Survey Results”, Eurocon, IEEE, 2003 Ljubljana, Slovenia.

(SULLIVAN, 1997), M.J; VARDELL, T., “Power Interruption Costs to Industrial and Commercial Consumers of Electricity”, IEEE Transaction on industry applications; Volume 33; N° 6 novembro-dezembro de 1997, páginas: 1448-1458.

(TERREROS, 1999), A. J. P., SELL, H. L., EIDT, J. F., “Implantação de Oscilografia Digital na ELETROSUL”, In: XV SNPTEE, Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, outubro de 1999, Paraná, Brasil, páginas: 1-6.

(US NAVAL OBSERVATORY) The United States Naval Observatory.
<http://www.usno.navy.mil/>

(VAJETH, 2004), R.; DAMA, D., “Methodology for Evaluating the Cost of a Network Fault”; Probabilistic Methods Applied to Power Systems, 2004 International Conference on; 12-16 setembro de 2004, páginas: 581-587.

(WANG, 2004), J., CHEN, S., LIE, T. T., ”Estimating Economic Impact of Voltage Sags”, 2004 International conference on power system technology - POWERCON 2004; Singapore, IEEE, novembro de 2004, páginas: 21-24..

(YIN, 2001), S., LU, C., LIU, E., HUANG, Y., HUANG, C., “Assessment of Interruption Cost to High Tech Industry in Taiwan”, 2001 IEEE.

Anexo A

ANEXO A - QUESTIONÁRIO PARA LEVANTAMENTO DO CUSTO DEVIDO A AMTS

Custo devido a afundamentos de tensão			
Nome da Empresa			
Ramo de atividade			
Consumo médio de kWh/mês			
Frequência de interrupção do processo por ano			
Frequência de falhas do processo por ano			
Regime de trabalho da indústria em horas			
Levantamento de parâmetros para a determinação do custo			
Valor do produto final	\$		
Quantidade de produto final por hora			
Custo da matéria-prima	\$		
Quantidade de matéria-prima utilizada por hora			
Custo da energia elétrica consumida por hora	\$		
Salário médio dos funcionários ligado à produção	\$		
Número de funcionários ligados à produção			
Tempo da parada do processo (reparação + religamento das máquinas) por ano	(h)		
Custo da queima de equipamentos por ano	\$		
Produto-final danificado			
Retrabalho		Material perdido em média por evento	
Mão de obra	\$	Matéria-prima	\$
Materiais extras	\$		\$
Recuperação da produção perdida			
É comum a recuperação da produção perdida?			
Porcentagem do salário dos funcionários em hora extra	(%)		
Outros			
Multas e penalidades	\$		
Custos adicionais	\$		
Descrição			

Anexo A

Economias adicionais	\$
Descrição:	

Anexo B

ANEXO B - COMPROVAÇÃO DA DEFASAGEM ANGULAR DO MODELO MATEMÁTICO DO TRANSFORMADOR Δ -Y

O Simulink foi o software utilizado para comprovar que o modelo matemático das equações (5.1), (5.2) e (5.3) do capítulo V, onde é calculado o afundamento de tensão propagado através dos dois transformadores Δ -Y, está de acordo com a teoria de transformadores. Nesse programa foi implementado o sistema apresentado na Figura B1 para tal comprovação.

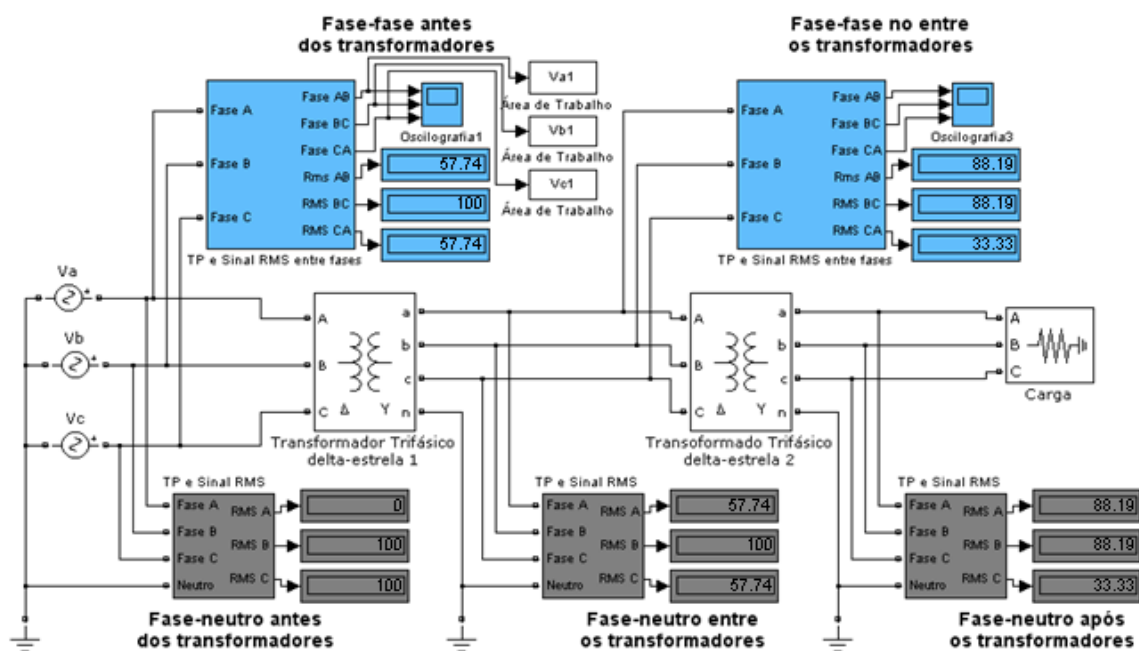


Figura B1 - Sistema implementado no *Simulink*

O sistema proposto acima corresponde basicamente aos sinais de tensão V_{an} , V_{bn} e V_{cn} propagados através de dois transformadores Δ -Y alimentando uma carga trifásica.

O monitoramento das tensões é realizado antes, entre e após os

Anexo B

transformadores. Para a realização desse monitoramento são utilizados dois blocos: um para obter os valores RMS de tensão a partir da tensão fase-neutro e outro para obter o sinal senoidal entre fases assim como o valor RMS da tensão entre fases. As Figura B2 e Figura B3 apresentam a estrutura interna desses dois blocos.

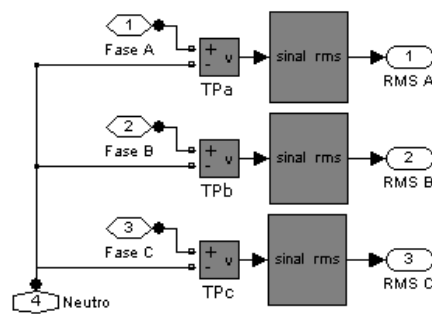


Figura B2 - Bloco cinza: transforma o sinal de tensão fase-neutro em sinal RMS

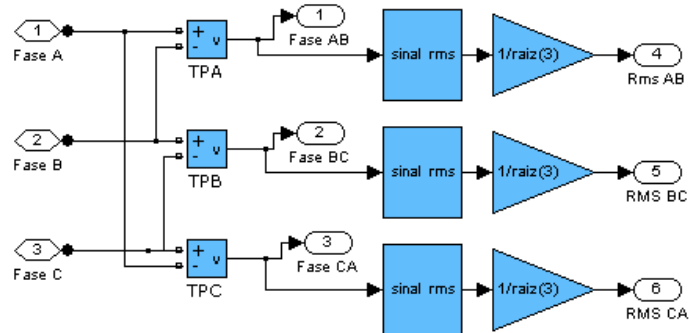


Figura B3 - Bloco azul: transforma o sinal de tensão fase-neutro em sinal entre fases e calcular o valor RMS

Os resultados apresentados na Figura B1 comprovam a modelagem

Anexo B

matemática proposta. Os valores obtidos da tensão entre fases divididos pela raiz quadrada de três do lado delta do transformador correspondem ao mesmo valor da tensão fase neutro do lado estrela.

ANEXO C - ROTINA PARA A ESTIMAÇÃO DO ERRO DA FALTA DE SINCRONISMO

O *software* utilizado para a simulação da falta de sincronismo dos RDPs durante a aquisição das oscilografias foi o *Matlab*, através da ferramenta *Simulink*. A modelagem do sistema para estimação do erro incorrido ao se realizar o cálculo da propagação do afundamento sem utilizar a correção da falta de sincronismo pode ser visto na Figura C.1.

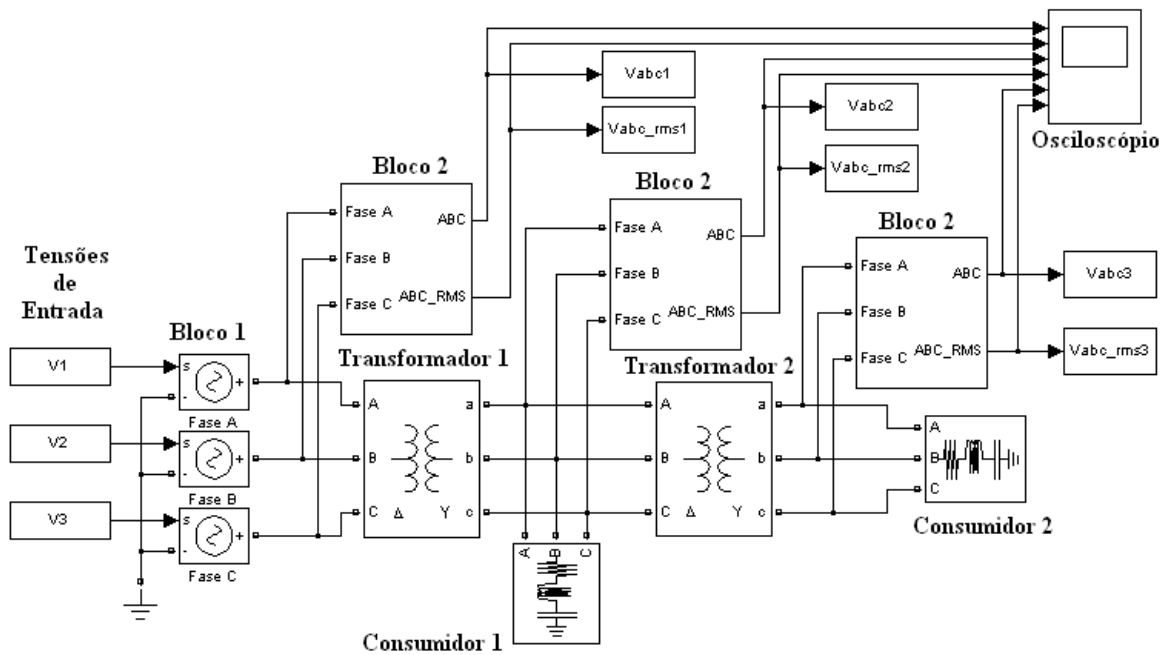


Figura C.1 - Sistema implementado no *Simulink*

As tensões de entrada correspondem aos blocos V1, V2 e V3, à esquerda da Figura (C.1). A entrada desses valores pode ser realizada da forma que usuário desejar, bastando ter um vetor de tempo e um de amplitudes. Para os propósitos desta dissertação, o vetor da oscilografia da

Anexo C

tensão foi gerado através de uma equação senoidal, com amplitude 1 p.u. e defasagem de 120° entre as fases, como pode ser visto nas equações (C.1), (C.2) e (C.3).

$$V_a = 1,0 \text{sen}[2\pi t] \quad (\text{C.1})$$

$$V_b = 1,0 \text{sen}\left[2\pi\left(t + 0,0003\right) - \frac{2\pi}{3}\right] \quad (\text{C.2})$$

$$V_c = 1,0 \text{sen}\left[2\pi\left(t + 0,0006\right) + \frac{2\pi}{3}\right] \quad (\text{C.3})$$

As equações mostram a defasagem do vetor de tempo de 0,3 milissegundos entre as fases “a” e “b” e “b” e “c” e de 0,6 milissegundos entre as fases “a” e “c”.

O Bloco 1 é utilizado para gerar uma referência no sistema estudado.

Os transformadores 1 e 2 são delta-estrela, de grande potência e baixa impedância, visando minimizar os efeitos da queda de tensão dos transformadores neste estudo.

Os Blocos 2 agrupam as oscilografias das três fases em um único canal e calcula o valor RMS de cada fase.

O osciloscópio é a interface visual com o usuário, onde podem ser vistas as oscilografias e os valores RMS das três fases de cada ponto de monitoração, agrupadas em um display mostrado na Figura C2 .

Anexo C

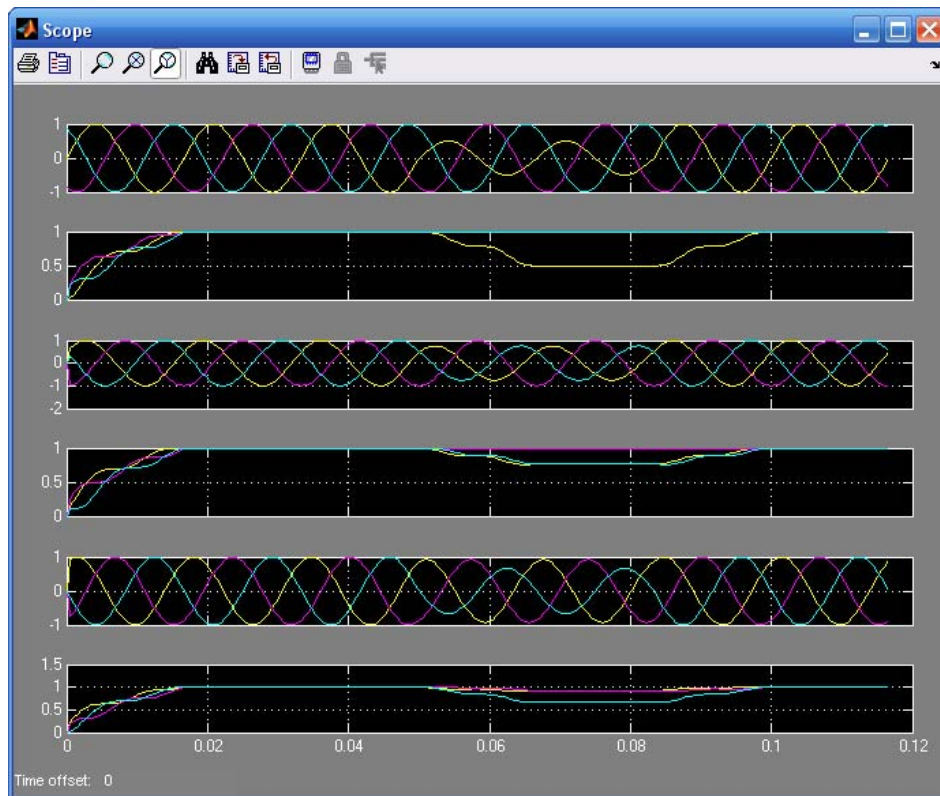


Figura C2 - Janela de apresentação da oscilografia do *Simulink*.

Os consumidores retratam as cargas do sistema para que haja uma circulação de corrente e, conseqüentemente, possibilitar a medição das tensões.

Os blocos *Vabc1*, *Vabc_rms1*, *Vabc2*, *Vabc_rms2*, *Vabc3* e *Vabc_rms3* correspondem às oscilografias e valores RMS do barramento antes do primeiro transformador, entre os transformadores e após o segundo transformador, respectivamente.