

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO
EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
Como parte dos requisitos para a
Obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

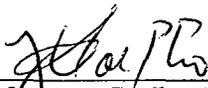
GABRIEL MAURÍCIO OLGUÍN PARADA

Florianópolis, Dezembro de 1999

PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

Gabriel Maurício Olguín Parada

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, Área de Concentração em *Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica*, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’



Prof.: Jorge Coelho, D. Sc.
Orientador

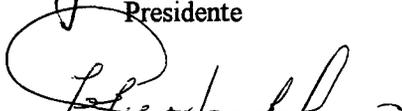


Prof.: Ildemar Cassana Decker, D. Sc.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:



Prof.: Jorge Coelho, D. Sc.
Presidente



Prof.: Jorge Mário Campagnolo, D. Sc.



Prof.: C. Celso Brasil Camargo, D. Eng.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pela vida e saúde nestes dois anos de formação profissional.

À minha esposa; Valeria e filhos; Manuel e Paola, pela paciência, tolerância e participação nesse projeto.

Aos meus pais e irmãos pelo grande inventivo à realização deste projeto.

Ao Dr. Jorge Coelho do LabPlan da Universidade Federal de Santa Catarina, pela aceitação como orientado e a possibilidade de realização desta dissertação.

À CAPES pelo apoio financeiro durante a minha estada no Brasil, sem a qual este trabalho não teria sido possível.

À Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, pelo constante apoio ao LabPlan da UFSC, onde este trabalho foi desenvolvido.

Ao Dr. Carlos Álvarez da Universidade Politécnica de Valencia, Espanha, pela orientação e amizade durante a minha estada nessa casa de estudos.

À Comissão Européia que com o seu projeto ALFA 7.0091.9 fez possível a minha estada na Universidade Politécnica de Valencia na Espanha.

Aos executivos de Empresa Elétrica EMEC S.A., de Chile e especialmente ao seu Gerente de Operações Engenheiro Ambrosio Concha Varas, por possibilitar meu desenvolvimento profissional durante os dois anos deste mestrado.

Aos meus colegas e amigos da UFSC e UPV pelo companheirismo e contribuição ao desenvolvimento desta dissertação.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DE SERVIÇO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

GABRIEL MAURÍCIO OLGUÍN PARADA

Dezembro/1999

Orientador: Prof.: Jorge Coelho, Dr. Sc.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: qualidade do serviço elétrico, regulação, regulamentação, compatibilidade electromagnética, investimentos em sistemas de distribuição.

Número de Páginas: 159

A presente dissertação aborda a problemática da qualidade dos serviços elétricos (Q.S.) sob uma perspectiva sistêmica, analisando os diversos fatores que afetam a qualidade do serviço e do produto eletricidade. Os aspectos de regulação são revisados, salientando a mudança no mecanismo de remuneração das distribuidoras, quando se passa do modelo atual para um modelo de limitação de preços/receita onde se faz necessária uma regulamentação explícita da Q.S. A Q.S. é apresentada, evidenciando a necessidade do uso de índices para quantificar o desempenho das distribuidoras. São analisados os distintos fenômenos que deterioram o serviço e os atuais padrões e recomendações de qualidade. Revisa-se a experiência internacional de regulamentação. A visão da distribuidora e as incertezas do retorno dos investimentos é analisada, e os investimentos em redes de distribuição são classificados em crescimentos e melhoramentos. Mostra-se que os melhoramentos devem ser avaliados usando a taxa de desconto do setor, devido a que o retorno desses investimentos estará garantido desde que eficientes. O objetivo final do trabalho é a proposta de uma regulamentação da qualidade do serviço adequada às mudanças com que se defronta o setor elétrico brasileiro. É proposta uma regulamentação para o setor de distribuição brasileiro baseada em minimizar o custo social, composto pela soma do custo de investimento da distribuidora e do custo por falta de qualidade suportado pelos consumidores. Conclusões e futuros trabalhos a serem desenvolvidos são apresentados.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master in Electrical Engineering.

REGULATION PROPOSAL FOR QUALITY OF SERVICES IN DISTRIBUTION SYSTEMS

GABRIEL MAURÍCIO OLGUÍN PARADA

December/1999

Advisor: Jorge Coelho

Area of Concentration: LabPlan

Keywords: quality of services, economic regulation, regulation, electromagnetic compatibility, investments in distribution systems.

Number of pages: 159

This Dissertation tackles the problematic of the quality of the electric service (Q.S.) since a systemic perspective, analyzing the diverse factors that affect the quality of product and services of electricity. The regulation aspects are revised. The change in the mechanism of remuneration of the distributions companies is highlighted, passing of a model of remuneration based on the cost of the service, where all the costs are paid for the tariff, to a model of limitation of prices that makes necessary an explicit regulation of the Q.S. The Q.S. is presented, evidencing the necessity of the use of indices to quantify the performance of the distribution firms. The distinct phenomena that spoil the service are analyzed and the current standards and recommendations of quality are presented. The international regulation experiences are revised. The view point of the distribution companies and the uncertainties of the rollback of the investments are analyzed. Investments in distribution networks are classified in increasing and improvements. It's shown that improvements must be evaluated using a discount rate equal to the regulated rate of the distribution sector, because the rollback of improvements are guaranteed if that investment are efficient. The final objective for this work is a quality of service regulation proposal, suitable for the new regulation paradigm of electrical sector in Brazil. It's presented one quality of service regulation for Brazilian electrical sector which is based on a minimization of the social cost of quality. The social cost of quality is the sum of cost of improvement investment and the cost of customer for deficiency in quality. Conclusions and future research works are presented.

SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS.....	ix
LISTA DE TABELAS.....	x
LISTA DE ABREVIATURAS.....	xii
CAPÍTULO 1 Introdução Geral.....	1
1.1 Relevância do Trabalho.....	1
1.2 Objetivos do Trabalho.....	2
1.3 Estrutura da Dissertação.....	2
CAPÍTULO 2 Mudanças do Setor Elétrico e a Nova Regulação.....	4
2.1 Introdução.....	4
2.2 Mercado Competitivo (Concorrência Perfeita) e Monopólio de Redes.....	4
2.3 Regulação e Regulamentação.....	6
2.4 Regulamentação de Preços pelo Custo do Serviço ou Controle de Lucros.....	8
2.5 Regulamentação de Preços por Limitação de Preços/Receita ou <i>Price Cap/Revenue Cap</i>	9
2.6 O Novo Paradigma de Regulação do Setor Elétrico.....	11
2.6.1 <i>Geração</i>	11
2.6.2 <i>Atividades de Rede</i>	12
2.6.3 <i>Acesso na Transmissão e Distribuição</i>	13
2.6.4 <i>Investimentos na Transmissão</i>	14
2.6.5 <i>Investimentos na Distribuição</i>	15
2.6.6 <i>Preços na Transmissão</i>	16
2.6.7 <i>Preços na Distribuição</i>	17
2.7 A Nova Regulação Elétrica No Brasil.....	17
2.8 A Qualidade do Serviço na Nova Regulação.....	20
2.9 Conclusões.....	21
CAPÍTULO 3 Qualidade de Serviço em Sistemas Elétricos de Distribuição.....	23
3.1 Introdução.....	23
3.2 Qualidade do Suprimento/Fornecimento: Continuidade.....	25
3.2.1 <i>Índices de Continuidade</i>	28

3.2.2	<i>Índices Globais de Continuidade</i>	29
3.3	Qualidade do Suprimento/Fornecimento: Conformidade	34
3.3.1	<i>Padrões de Qualidade da Onda</i>	36
3.3.2	<i>Compatibilidade Electromagnética CEM</i>	37
3.3.3	<i>Curvas de Aceitação da Potência (Power Acceptability Curves)</i>	38
3.3.4	<i>Perturbações da Onda de Tensão</i>	39
3.3.5	<i>Perturbações de Curta Duração: Sags</i>	41
3.3.6	<i>Perturbações de Curta Duração: Swell</i>	42
3.3.7	<i>Perturbações de Curta Duração: Interrupções</i>	42
3.3.8	<i>Quantificação das Perturbações de Curta Duração</i>	43
3.3.9	<i>Desequilíbrio de Tensão</i>	44
3.3.10	<i>Flutuações de Tensão e o Fenômeno de Cintilação (Flicker)</i>	45
3.3.11	<i>Variações de Tensão de Longa Duração (Regulação da tensão)</i>	47
3.3.12	<i>Distorções Harmônicas da Onda de Tensão e Corrente</i>	49
3.4	Qualidade da Atenção Comercial	54
3.4.1	<i>Reclamações dos Consumidores</i>	54
3.4.2	<i>Faturamento</i>	55
3.4.3	<i>Tempos de Atendimento ao Cliente</i>	55
3.4.4	<i>Pesquisas de Opinião</i>	57
3.5	Conclusões	57
CAPÍTULO 4 Regulamentação da Qualidade do Serviço: Experiências Internacionais.....		59
4.1	Introdução	59
4.2	Regulamentação da Qualidade de Serviço no Chile.....	61
4.3	Regulamentação da Qualidade de Serviço na Argentina	66
4.4	Regulamentação na Inglaterra e País de Gales	73
4.5	França: O Contrato EMERAUDE	76
4.6	Regulamentação da Qualidade do Serviço na Noruega	77
4.7	A proposta da NYSEG dos Estados Unidos de Norte América.....	78
4.8	Regulamentação da Qualidade de Serviço na Bolívia.....	79
4.9	Análise Comparativa e Conclusões	82
CAPÍTULO 5 Investimentos e Custos da Qualidade do Serviço em Sistemas de Distribuição		86
5.1	Introdução	86
5.2	Investimentos em Sistemas Elétricos de Distribuição	88
5.3	Melhoramentos das Redes de Distribuição.....	91
5.4	Valor Equivalente das Perdas.....	94
5.5	Melhoramentos e Custo de Interrupção	96
5.6	Conclusões	102

CAPÍTULO 6 Proposta de Regulamentação da Qualidade do Serviço em Sistema de Distribuição	104
6.1 Introdução	104
6.2 Elementos Conceituais de Regulamentação da Qualidade do Serviço nos Sistemas Elétricos de Distribuição	105
6.3 Modelo Teórico de Regulamentação da Qualidade de Serviços em Sistemas Elétricos de Distribuição Sujeitos a Limitação de Preços ou Receita	108
6.4 Incentivos e Penalidades.....	112
6.5 Estratificação do Mercado Consumidor	117
6.6 Proposta Prática de Regulamentação da Qualidade do Serviço Elétrico no Brasil	119
6.6.1 <i>Modelo de Qualidade</i>	121
6.6.2 <i>Regulamentação da Continuidade</i>	122
6.6.3 <i>Valor da Energia Não Suprida</i>	129
6.7 Aplicação da Regulamentação de Continuidade.....	130
6.8 Considerações.....	132
6.9 Conclusões	134
CAPÍTULO 7 Conclusões e Contribuições.....	135
7.1 Introdução	135
7.2 Conclusões Gerais	137
7.3 Contribuições	138
7.4 Futuras Linhas de Pesquisa	138
Referências Bibliográficas	140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: A Qualidade do Serviço e os Agentes.....	23
Figura 2: Diagrama do alimentador exemplo.....	30
Figura 3: Conceito de compatibilidade electromagnética	38
Figura 4: Curva de aceitação da potência.....	39
Figura 5: Exemplo de sag em alimentador de distribuição.....	41
Figura 6: Sensibilidade de cintilação em 110 volts (GEYDT, G. 91)	45
Figura 7: Sensibilidade de cintilação em 230 volts (AENOR, 1995).....	46
Figura 8: Correção do perfil de tensão usando regulador com e sem ajuste do LDC.....	49
Figura 9: Variação do nível de distorção harmônica de tensão V_{THD} no tempo	52
Figura 10: Histograma de ocorrências de distorções harmônicas de tensão V_{THD}	53
Figura 11: Frequência acumulada e valor de percentual 95% (CP95%) de distorção harmônica de tensão.....	53
Figura 12 : Histograma de CP95 de distorção harmônica de tensão em 54 pontos e um mês de registro	54
Figura 13: Exemplo de custos de melhoramento da continuidade	97
Figura 14: Gráfico DEC X Investimentos.....	100
Figura 15: Planejamento baseado no valor da confiabilidade	102
Figura 16: Regulamentação teórica da Qualidade do Serviço em sistemas elétricos	109
Figura 17: Variação dos custos marginais, de melhoramento e dos clientes.....	112
Figura 18: Variação da remuneração da distribuidora com o nível de qualidade.....	113
Figura 19 : Partilha dos benefícios da melhora do nível de qualidade (de NQR até o NOQ).....	115
Figura 20 : Diagrama de fluxo do processo de regulamentação da continuidade para cada região e cada conjunto	123
Figura 21: Efeito do fator K na procura do nível de continuidade ótimo	125
Figura 22: Penalidades.....	128

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Qualidade do Serviço em Sistemas de Distribuição	24
Tabela 2: Qualidade do Serviço em Sistemas de Distribuição	24
Tabela 3: Classificação das interrupções longas	26
Tabela 4: Registro de eventos (exemplo)	29
Tabela 5: Carga, clientes e transformadores de distribuição atingidos ante a operação da proteção	30
Tabela 6: Classificação das perturbações	40
Tabela 7: Exigências de continuidade no Chile (transitórias)	63
Tabela 8: Valores máximos de severidade de cintilação no Chile	64
Tabela 9: Máxima distorção harmônica de corrente injetável no sistema elétrico no Chile em % da corrente de carga à frequência fundamental	65
Tabela 10: Tensões harmônicas limites em redes elétricas de Chile com tensão $\leq 110\text{kV}$	65
Tabela 11: Exigências de Continuidade para EDENOR e EDSUR, etapa 1	67
Tabela 12: Exigências de Continuidade para EDENOR e EDSUR, etapa 2	67
Tabela 13: Limites de emissão para as correntes harmônicas injetadas por clientes com $P < 10\text{kW}$ (2 vezes os valores de IEC 1000-3-2)	71
Tabela 14: Limites de emissão para correntes harmônicas injetadas por consumidores com carga maior do que 10kW ..	72
Tabela 15: Padrões Garantidos na Inglaterra e País de Gales	75
Tabela 16: Padrões globais na Inglaterra e País de Gales	75
Tabela 17: Valores limites e objetivos da proposta NYSEG	79
Tabela 18: Qualidade do produto técnico exigido em Bolívia	80
Tabela 19: Exigências de continuidade na Bolívia (Controle Semestral)	81
Tabela 20: Qualidade Comercial na regulamentação de Bolívia	82
Tabela 21: Algumas das atividades de uma empresa de distribuição elétrica típica em ambiente competitivo	86
Tabela 22: Caracterização dos investimentos em distribuição	91
Tabela 23: Investimentos em melhoramentos	93
Tabela 24: Interrupções: caso a	98
Tabela 25: Interrupções: caso b	98
Tabela 26: Interrupções: caso c	99
Tabela 27: Interrupções: caso d	99
Tabela 28: Interrupções caso e	99
Tabela 29: Características dos conjuntos e valores limites dos índices DEC e FEC, Portaria DNAEE 046/78	118
Tabela 30: Custo de interrupção residencial (USD/kWh)	129
Tabela 31: Custo de interrupção comercial (USD/kWh)	129
Tabela 32: Custo de interrupção industrial (USD/kWh)	129
Tabela 33: Dados para o cálculo dos níveis de referência da empresa distribuidora fictícia	130
Tabela 34: Valores DEC_{ref} e FEC_{ref} período regulatório 1998 - 2000	131
Tabela 35: Valores efetivos DEC FEC 1998 e aplicação de penalidades	131

Tabela 36: Mistura de clientes e valor unitário da energia não suprida.....	132
Tabela 37: Penalidades por violação dos níveis de referência DEC e FEC.....	132

LISTA DE ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ASAI	Average Service Availability Index
AT	Alta Tensão
BRC	Benefício Real do Cliente
BRD	Benefício Real da Distribuidora
BS	Benefício Social
BT	Baixa Tensão
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIFI	Customer Average Interruption Frequency Index
CC	Custos dos Clientes por falta de qualidade
CEGB	Central Electricity Generating Board
CEM	Compatibilidade Electromagnética
CENELEC	Comitê Europeu de Normalização Eletrotécnica
CMD	Custo de Melhoramento das Distribuidoras
CSQ	Custo Social da Qualidade
DCC	Diminuição dos Custos dos Clientes
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Cliente
DEP	Duração Equivalente de Interrupção por Potência
DET	Duração Equivalente de Interrupção por Transformador
DMC	Duração Média de Interrupção por Cliente
DMP	Duração Média de Interrupção por Potência
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
EAF	Energia Anula Faturada
EDF	Electricité de France
EMC	Electromagnetic Compatibility
ENRE	Ente Nacional Regulador da Energia

ENS	Energia Não Suprida
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Cliente
FEP	Frequência Equivalente de Interrupção por Potência
FET	Frequência Equivalente de Interrupção por Transformador
Fic	Frequência de Interrupção por Cliente
ICMD	Incremento de Custos de Melhoramentos da Distribuidora
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IFE	Índice de Faturação por Estimativa
IPC	Índice de Preços ao Consumidor
IQF	Índice de Qualidade do Faturamento
IRC	Índice de Reclamações Comerciais
IRT	Índice de Reclamações Técnicas
IT	Incremento de Tarifa
LDC	Line Drop Compensation
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MQ	Modelo de Qualidade
MT	Meia Tensão
NGC	National Grid Company
NOQ	Nível Ótimo de Qualidade
NPT	Nível de Perturbações Toleráveis
NQ	Nível de Qualidade
NQR	Nível de Qualidade de Referência
OIS	Operador Independente do Sistema
PCC	Ponto Comum de Conexão
Q.S.	Qualidade do Serviço
QMG	Qualidade Mínima Garantida
REC	Regional Electricity Company
RPI	Retail Price Index
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index

SARFIx	System Average RMS Variations Frequency Index
T/D	Transformador de Distribuição
THD	Total Harmonics Distortion
Tic	Tempo de interrupção por Cliente
TMAC	Tempo Médio de Atenção de Reclamações Comerciais
TMAS	Tempo Médio de Atenção de Solicitações de Serviços
TMAT	Tempo Médio de Atenção de Reclamações Técnicas
VAD	Valor Agregado de Distribuição
VENS	Valor Energia Não Suprida
VPL	Valor Presente Líquido
VUENS	Valor Unitário Energia Não Suprida

CAPÍTULO 1 INTRODUÇÃO GERAL

1.1 Relevância do Trabalho

Este trabalho de dissertação aborda a problemática da qualidade dos serviços em sistemas elétricos de distribuição sob uma ótica sistêmica, destacando aspectos técnicos, econômicos e de regulação. Visa analisar a Qualidade de Serviço (Q.S.) em sistemas de distribuição no novo ambiente de reestruturação do setor elétrico brasileiro, fornecendo as bases teórico/práticas necessárias nas Agências de regulação da distribuição de energia elétrica.

Historicamente as empresas de distribuição elétricas foram remuneradas segundo o modelo de custo do serviço ou taxa de retorno de investimentos. Esse mecanismo de remuneração reconhece a totalidade dos investimentos feitos no sistema elétrico e remunera esses investimentos com a taxa considerada na regulação. Desse modo, toda eficiência ou ineficiência da distribuidora é passada para o consumidor na forma de tarifa. O novo paradigma de regulação do setor elétrico considera remunerar as distribuidoras através do mecanismo de limitação de preços/receita, onde um preço/receita máximo chamado de preço/receita base é autorizado por um período plurianual durante o qual uma fórmula de indexação é usada para adequar a tarifa às mudanças nos custos das distribuidoras. Desse modo, a distribuidora defronta-se com um cenário incerto onde os investimentos deverão ser cuidadosamente justificados. Na prática esse modelo regulatório tem demonstrado ser motivador da redução de custos, mas essa diminuição de custos pode afetar seriamente a qualidade dos serviços elétricos.

A relevância do assunto desta dissertação está por um lado baseado na crescente necessidade de melhorar a qualidade dos serviços elétricos, motivada pela presença de equipamentos e sistemas mais sensíveis às perturbações e interrupções. Por outro lado, a mudança do paradigma de regulação do setor implica numa revisão das estratégias para motivar os investimentos que empresas de distribuição devem adotar para melhorar a qualidade dos serviços que fornecem.

1.2 Objetivos do Trabalho

O objetivo principal da dissertação é a proposta de uma regulamentação da qualidade dos serviços elétricos em sistemas de distribuição sujeitos a limitação de preços/receita. Essa proposta considera a regulamentação explícita da continuidade, conformidade e do atendimento comercial.

Objetivos Específicos

- Investigar as atuais mudanças do setor elétrico e o possível efeito na qualidade do serviço elétrico.
- Desenvolver o conceito do Produto/Serviço Eletricidade, definindo suas características e particularidades.
- Investigar as distintas opções para regular a qualidade de serviço elétrico à luz dos esquemas reguladores adotados em distintos países.
- Comparar as atuais exigências, em matéria de qualidade de serviço, com as recomendações de organismos tais como IEEE e IEC, atendendo aos prejuízos que uma qualidade ruim provoca em instalações de usuários.
- Analisar a avaliação econômica de investimentos em qualidade de serviço em empresas sujeitas a limitação de preços/receita.
- Propor uma metodologia para regulamentar a Qualidade de Serviço elétrico no Brasil, levando em conta as mudanças que ora em curso no setor elétrico deste país.

1.3 Estrutura da Dissertação

O trabalho foi organizado em sete capítulos.

O capítulo dois apresenta as mudanças por que passa atualmente o setor elétrico brasileiro. Aspectos econômicos que justificam e facilitam a compreensão do novo paradigma de regulação são apresentados, salientando a necessidade de estabelecer controles às empresas de redes do setor elétrico. Esses controles são formalizados através da regulação setorial.

O capítulo três aborda a Qualidade dos Serviços elétricos classificando-a em suas três facetas: continuidade, conformidade e atendimento comercial. Cada uma dessas facetas é estudada, analisando as causas e efeitos dos fenômenos perturbadores dos sinais de corrente e tensão. O conceito de Compatibilidade Electromagnética é apresentado, salientando a importância dos

padrões IEC nessa matéria. São apresentadas técnicas que possibilitam a quantificação do nível de qualidade através de índices. Também são analisados os principais padrões internacionais de qualidade da onda ou conformidade, identificando suas analogias e divergências.

No capítulo quatro é feita uma revisão internacional da regulamentação da Q.S. As regulamentações vigentes no Chile, Argentina, Inglaterra, França e Bolívia são analisadas. Também se estudam as propostas da Noruega e da distribuidora de Nova Iorque NYSEG. O capítulo conclui com uma análise comparativa, salientando a necessidade explícita de mecanismos de incentivos e penalidades na regulamentação da Q.S.

O capítulo cinco aborda o problema do retorno dos investimentos destinados a melhorar a Q.S. Nesse capítulo os investimentos que as distribuidoras efetuam são classificados em crescimentos e melhoramentos, sendo os melhoramentos aqueles investimentos destinados a atingir e manter os níveis regulamentados de Q.S. Sempre que eficientes, o retorno dos melhoramentos é garantido pela regulação e, portanto, a taxa de desconto dos benefícios futuros do investimento deve ser igual à taxa considerada no cálculo da remuneração. Além disso, nesse capítulo é simulada a curva de melhoramento das distribuidoras, ilustrando-se a relação entre a confiabilidade esperada do sistema e o investimento necessário.

O capítulo seis é a proposta de regulamentação para a Q.S. no novo paradigma de regulação do setor. A proposta baseia-se em um desenvolvimento teórico de regulamentação que visa minimizar o custo social da qualidade. Simplificações aplicadas ao modelo teórico possibilitam o desenvolvimento de uma regulamentação prática da continuidade.

O capítulo sete apresenta as conclusões, salienta as contribuições deste trabalho e propõe novas linhas de pesquisa relacionadas com a matéria desta dissertação.

CAPÍTULO 2 MUDANÇAS DO SETOR ELÉTRICO E A NOVA REGULAÇÃO

2.1 Introdução

Desregulamentação é um termo muito usado ao se referir às transformações que vem ocorrendo no setor elétrico, mas pode se considerar mais apropriado o uso de termo re-regulamentação. Desregulamentação é um tipo de privatização (KAY e THOMSON, 1986), mas não necessariamente a venda de ativos do Estado. De fato alguns processos de desregulamentação do setor elétrico tem sido realizados sem a venda das empresas do Estado (caso da reestruturação do setor elétrico da Noruega). O objetivo da desregulamentação é promover a concorrência em um dado mercado que, por alguma razão, o Estado permitiu operar como monopólio. A desregulamentação implica no estabelecimento de novas regras para o mercado e na maioria dos casos vem acompanhada de regulação.

No caso de Brasil o processo contempla reestruturação, privatização, desregulamentação e regulação. Um nome mais adequado para o processo de reestruturação do setor elétrico de Brasil é re-regulamentação, porque é uma revisão e reformulação das relações entre o Estado e o setor privado.

Este capítulo não pretende discutir os méritos ou deméritos da privatização, desregulamentação e regulação, mas sim apresentar os conceitos econômicos que a fundamentam, mostrar sua relação com a Qualidade de Serviço (Q.S.), fazer uma revisão dos esquemas implementados em distintos países e a proposta feita para o Brasil.

2.2 Mercado Competitivo (Concorrência Perfeita) e Monopólio de Redes

Antes de mais nada é conveniente que se faça a distinção entre mercado competitivo ou de concorrência perfeita e monopólio.

Basicamente, um mercado caracterizado pela concorrência perfeita é um mercado no qual nenhum comprador ou vendedor individualmente influenciam o preço através de suas compras ou vendas e não existem barreiras à entrada ou à saída do mercado (LeROY MILLER, 1981). O preço é determinado pelas quantidades ofertadas e demandadas de bens ou serviços. No equilíbrio da oferta e demanda, o preço resulta igual ao custo marginal, maximizando o lucro da empresa e gerando o bem-estar da sociedade. De acordo com a teoria neoclássica, o processo produtivo é eficiente quando o preço é igual ao custo marginal de sua produção. Essa é uma situação de equilíbrio em um mercado em concorrência perfeita, pois além de atender a demanda do mercado, o faz de forma com que as empresas obtenham lucro, embora moderados.

A concorrência excessiva pode comprometer a qualidade dos bens ofertados, quando a concorrência por preço é intensa. Nesses casos os produtores poderão ficar tentados a reduzir custos de produção, sacrificando a qualidade do produto ou serviço. A intervenção do regulador nesse mercado se faz necessária para estabelecer um nível mínimo de qualidade e inibir a participação de um número excessivo de concorrentes evitando o excesso de capacidade produtiva.

No setor elétrico o aumento efetivo dos sistemas de geração, que tem sido possível pelo desenvolvimento das redes de transporte, e a saturação das economias de escala, tem permitido a existência de concorrência no âmbito da produção de eletricidade impulsionando as mudanças regulatórias.

Nos mercados de livre concorrência a nível de geração, existe em cada momento um preço atacadista de equilíbrio com o qual as geradoras são remuneradas. Mais adiante será examinado com maior detalhe o mecanismo de remuneração das empresas do setor, mas antes será definido o monopólio natural.

Em contraste com o comportamento de uma empresa em concorrência perfeita que toma o preço como dado pelo mercado, uma empresa que exerce o poder de monopólio pode elevar o seu preço sem perder todos os seus clientes. Este comportamento leva a um preço demasiadamente alto e a uma perda de bem-estar da sociedade. Em um mercado monopolista as empresas sacrificam o bem-estar social, vendendo seus produtos a um preço maior do que o custo marginal, pois maximizam seus lucros vendendo a um preço igual à receita marginal.

A teoria dos monopólios é extensa e complexa (TIROLE, 1990), mas para efeito desta dissertação, monopólio será aquele criado por força de lei e com características de monopólio natural. Uma situação de monopólio natural relaciona-se com a existência de economias de escala, onde os custos são decrescentes na medida em que se aumenta a escala de produção. Deste modo resultarão menores custos unitários (eficiência tecnológica) se uma única empresa atende a demanda total do mercado. O negócio de redes elétricas (transmissão e distribuição) é um exemplo típico de

monopólio natural. Nesse caso a duplicação do capital fixo, produto da participação de mais de uma empresa no mercado, resultará em desperdício de recursos uma vez que qualquer situação de equilíbrio obtida com duas ou mais empresas poderia se conseguir com um menor custo se uma única empresa atuasse no mercado.

Segundo a teoria neoclássica (TIROLE, 1990), o monopolista origina uma distorção no mercado ao poder fixar um preço maior que o preço socialmente ótimo. A distorção nos preços é maior quando os consumidores reduzem suas demandas apenas levemente frente a um aumento do preço (elasticidade da demanda baixa).

A existência de um monopólio natural leva a uma discrepância entre as possibilidades de obtenção de eficiência tecnológica no processo e os incentivos necessários para a obtenção de bem-estar da sociedade. Da definição de monopólio natural, depreende-se que pode se obter maior eficiência tecnológica da existência de uma única empresa, mas a empresa pode aproveitar o poder de monopólio para fixar preços que prejudicam o bem-estar social (DEMSETZ, 1968). Nesses mercados, a intervenção do regulador justifica-se no objetivo de obter eficiência tecnológica junto com uma restrição adequada do poder de mercado da empresa de rede. A regulamentação objetiva corrigir essas distorções, promovendo políticas de preços *first best*, onde o preço deve ser igual ao custo marginal, ou *second best*, preço igual ao custo unitário de produção, quando o produtor com custos decrescentes auferir prejuízos com o *first best*.

2.3 Regulação e Regulamentação

A regulação pode ser entendida como um sistema que permite ou possibilita a um governo formalizar os seus compromissos de proteger aos consumidores e investidores em um dado setor industrial (LAFFONT, 1994). Regular é estabelecer um conjunto de mecanismos que restringem as atividades de um setor. Por outro lado, a regulamentação é um mecanismo de restrição, geralmente normas, regras, e regulamentos, usado na regulação de um setor industrial.

Para efeito desta dissertação, a regulação deverá ser entendida com um sentido setorial, enquanto a regulamentação será o estabelecimento de regras, normas e regulamentos que formalizam a regulação setorial. Assim a regulação do setor elétrico esta composta por distintos regulamentos que restringem as atividades do setor.

Em geral a justificativa de qualquer medida de regulação relaciona-se com a existência de falhas no mercado, quais sejam (RODRIGUEZ ROMERO, 1995):

- Existência de efeitos externos relacionados com situações de bem público por exemplo: meio ambiente, saúde, segurança e tecnologia.

- Existência de problemas de informação, onde a regulação busca equilibrar as assimetrias de informação entre produtores e consumidores através do uso de mecanismos de certificação, padrões, etc.
- Existência de monopólio natural por razões de eficiência tecnológica, onde a regulação pretende articular medidas adequadas para fazer frente ao efeito negativo de uma restrição da concorrência sobre a colocação de recursos.

Embora existam justificativas para a regulação, há alguns aspectos que são necessários considerar :

- Qualquer forma de regulação incentiva determinados comportamentos e inibe outros.
- É substancialmente diferente estabelecer a regulação de um monopólio verticalmente integrado do que regular um setor desverticalizado, onde alguns segmentos podem contar com características de monopólio e outros de mercados em concorrência.
- O regulador deve se preocupar com a recuperação dos custos das empresas, a eficiência econômica e deve incentivar as empresas reguladas a se comportar coerentemente com o interesse público. O interesse público inclui não só aqueles aspectos básicos como universalidade, qualidade do serviço e justiça dos preços, mas também aspectos de interesse geral como promoção da eficiência energética e proteção do meio ambiente.

No caso das empresas de serviços públicos, apresentam-se condições que fazem com que seja necessário regulamentar os preços e serviços prestados pelas empresas. Características típicas dos monopólios naturais são:

- Intensidade de capital e presença de economias de escala.
- Flutuação da demanda sem possibilidade de armazenamento do produto.
- Especificidade de localização gerando clientes cativos.
- Produto essencial ou necessário para a comunidade.
- Conexão direta com os consumidores.

A indústria elétrica preenche todas essas condições e assim o setor elétrico deve estar submetido ao controle social. Particularmente na distribuição, o proprietário da rede e dos ativos associados detém um enorme poder de mercado que deve ser limitado.

O preceito básico da regulação para o setor elétrico é minimizar o custo da eletricidade com condições satisfatórias de qualidade de serviço, mantendo a viabilidade das empresas de maneira a

garantir no longo prazo a adequação e a economia do suprimento. O objetivo da regulação pode se obter resolvendo três problemas conceituais definidos por PÉREZ ARRIAGA (1995):

- Minimizar o custo do suprimento no curto prazo (operação) e no longo prazo (expansão do sistema), sujeito às restrições de viabilidade das empresas e de qualidade do serviço.
- Fixação de preços de consumo.
- Remuneração das empresas, procurando redução de custos e qualidade do suprimento.

Tradicionalmente esses problemas tem sido resolvidos através de forte regulação do setor elétrico e remunerando as empresas segundo o custo do serviço. Até tempos recentes a regulação da indústria elétrica era a correspondente a um serviço público prestado em condições de monopólio, i.e., garantia de franquia, de suprimento e regulamentação de preços atendendo no melhor dos casos ao custo de prover o serviço.

2.4 Regulamentação de Preços pelo Custo do Serviço ou Controle de Lucros

A regulamentação pelo custo do serviço, também chamada de regulamentação pela taxa de retorno, é a definição do preço pelo custo médio, onde os preços são determinados de forma a igualar a receita ao custo total, incluindo inclusive a remuneração do investimento (CONTI GOMES, 1998). A regulamentação da taxa de retorno evita que o monopólio empresa elétrica obtenha lucros monopolísticos. No modelo mais simples de processo regulatório, a companhia em questão produz um serviço ou produto e utiliza dois insumos, mão-de-obra e capital, em que cada um dos dois está disponível em quantidade ilimitada, a preços determinados no mercado. Não se permite mais do que uma porcentagem fixa do valor do capital ganho a cada ano. Esta porcentagem fixa é a taxa de retorno calculada, ou a assim chamada taxa base. Para que o modelo faça sentido, a taxa de retorno e, portanto, o preço do serviço permitido pela agência reguladora é menor do que a taxa que seria obtida sem restrições. Com restrições, o modo pelo qual a firma irá agir para maximizar os seus lucros é diferente do que numa situação sem restrições. Sujeita a restrições na taxa de rentabilidade, a firma superinveste, porque o objetivo é maximizar os lucros totais e dada uma taxa fixa de retorno sobre o investimento, porque não aumentar o investimento de capital?

A regulamentação pelo custo do serviço sobre a ótica do produtor é vantajosa pois tem assegurada a remuneração do seu investimento. Do ponto de vista dos consumidores, estes se sentem mais seguros contra abusos do poder de mercado pelo monopolista.

Entretanto, nem tudo é bom na regulamentação pelo custo do serviço, embora tenha sido muito usada, esta proposta contém algumas limitações.

A primeira limitação da regulamentação pelo custo do serviço é quanto à definição dos investimentos remuneráveis, pois existem investimentos cuja justificativa econômica é duvidosa, cabendo ao regulador glosá-lo (ou não) da base de cálculo da remuneração.

Um outro problema associado a esse tipo de regulamentação é que não proporciona incentivo às empresas a conter os seus custos, pois estes serão sempre passados para o consumidor. Ou dito de outra forma os ganhos ou perdas de eficiência são totalmente passados para o consumidor. Na regulamentação pelo custo do serviço não existe partilha dos ganhos de eficiência, o que faz com que a empresa não tenha incentivo a melhorar. Na realidade, nesta forma de regulamentação opera informalmente uma partilha dos ganhos de eficiência entre empresa e consumidor, através do atraso (*regulatory lag*) com que os preços são ajustados à evolução dos custos. Além disso o efeito de super investimento, denominado Averch-Johnson, é facilmente observável, já que na análise econômica dos investimentos o fator incerteza não é contemplado.

Quanto à qualidade do serviço, é preciso que o preço por unidade de qualidade constante seja regulamentado, mas na maioria dos modelos adotados tradicionalmente, a qualidade não tem sido uma preocupação e a regulamentação não a contemplava.

Considere-se, agora, a regulamentação pelo custo do serviço de uma empresa distribuidora de eletricidade, e as várias facetas da qualidade do serviço elétrico. Tempo de atendimento de um novo serviço, a frequência e a duração das interrupções, a regulação de tensão, presença de harmônicas, flicker, etc. são alguns dos itens de qualidade que devem ser observados. Os reguladores preocupam-se com a qualidade do serviço, mas se eles não conseguirem regulamentar todas as dimensões da qualidade, a empresa poderia baixar custos cortando qualidade e obtendo assim maiores lucros. Este problema também apresenta-se na regulamentação *price cap/revenue cap* ou limitação de preços/receita.

2.5 Regulamentação de Preços por Limitação de Preços/Receita ou *Price Cap/Revenue Cap*

A regulamentação baseada na limitação de preços ou de receita (*price cap or revenue cap regulation*) permite que as empresas se aprimorem dos potenciais ganhos de eficiência suplementares durante o período plurianual de vigência dos preços, fornecendo-lhes assim um forte incentivo à procura de eficiência. A regulamentação não pretende controlar a rentabilidade das empresas, embora assuma implicitamente que esta se situará dentro de um determinado intervalo.

Na Inglaterra esse modelo de regulamentação é amplamente utilizado com o nome de sistema RPI-X (*retail price index minus X*). O preço do serviço ou produto é fixado por um determinado período (4 a 6 anos), sofrendo reajuste de acordo com a variação do índice de preços ao consumidor, menos (ou mais) uma taxa anual (X) fixada pelo regulador que corresponde a um ganho esperado de produtividade ou eficiência.

Esse modelo é, teoricamente, considerado como incentivador à eficiência, pois com os preços limitados, a empresa seria estimulada a reduzir custos para auferir maiores lucros.

A regulamentação baseada na limitação de preços, pode se modelar da maneira seguinte (CONTRERAS, 1996, ROMÁN et al., 1997) :

$$P = P_L + (1 - \rho) \cdot C \quad (1)$$

onde P_L corresponde ao preço limite; C, aos custos considerados, e $(1-\rho)$ é o elemento de transferência de custos (*cost passthrough*).

Existem dois casos extremos: se ρ igual 1, o limite de preços depende só do preço máximo; no caso de ρ igual 0, o incentivo das empresas para ser eficientes é nulo, pois todos os custos são repassados para a tarifa.

Logo da mistura de ambos extremos é possível a obtenção de uma regulamentação ótima. Caso trate-se de limitação da receita, basta substituir P e P_L pela receita limite autorizada.

A aplicação do sistema limitação de preços também apresenta dificuldades. O regulador, no modelo limitação de preços, não se preocupa com os custos históricos e sim com os custos futuros. Ao serem fixados os preços, as empresas se comportam estrategicamente tendo em vista as futuras revisões de preços. À medida que a revisão de preços se aproxima, as empresas têm pouco estímulo para conter seus custos, para que o regulador fixe um menor "X" para o novo período.

Quanto à qualidade do serviço, o regulador deve ficar atento para os padrões exigidos, pois as empresas podem sacrificá-los de forma a abaixar os custos.

A vulnerabilidade quanto à variação dos custos exógenos não controláveis pela empresa, é também um ponto fraco da regulamentação por limitação de preços/receita. Na prática porém, quando se verifica que a rentabilidade da empresa foi inferior ao nível que assegura o equilíbrio econômico financeiro da empresa, ou superior a um nível julgado adequado e justo, torna-se inevitável a intervenção antecipada sobre os preços. Tal intervenção é tanto mais justificada quanto mais externas ou exógenas forem as causas do desvio.

2.6 O Novo Paradigma de Regulação do Setor Elétrico

A nível mundial, a existência de um processo de mudança do paradigma de regulação do setor elétrico é um fato inquestionável. Até poucos anos atrás havia uniformidade na regulação dos serviços de eletricidade. A regulação “tradicional” que considerava o suprimento de eletricidade como um serviço público prestado em condições de monopólio natural, com fixação dos preços atendendo a taxa de rentabilidade ou custo do serviço, era o modelo mais usado. Uma revisão completa dos modelos de regulação do setor elétrico é apresentada em (PÉREZ ARRIAGA, 1995).

A nova regulação elétrica tem como princípio que é possível a existência de um mercado atacadista de energia elétrica (MAE). As experiências internacionais apresentam o mercado *spot* de eletricidade como centro do mercado atacadista, onde alternativamente estabelecem-se contratos de médio e longo prazo e ainda mercados organizados de derivados, como mercados futuros. Nos países que adotam a livre concorrência no setor de geração, os preços da energia no mercado *spot* são determinados segundo o funcionamento de uma bolsa de energia. Os agentes que realizam transações nesse mercado *spot* são geradores, grandes consumidores, empresas distribuidoras e comercializadores.

O argumento que realmente justifica falar de uma nova regulação do setor elétrico é o fato que o suprimento de eletricidade precisa de atividades associadas com as redes de transporte e distribuição, cujo controle outorga um poder absoluto no mercado. Portanto é da maior importância que as atividades de rede sejam independentes das atividades competitivas. Essa é a razão pela qual o processo de introdução de concorrência nos mercados elétricos inicia-se com a desverticalização das empresas, separando aquelas que realizam atividades de geração das de transmissão e distribuição. Também deve-se prestar atenção para a concentração horizontal das empresas.

No resto deste capítulo são revisadas as tendências que a nova regulação mostra para as distintas atividades que se desenvolvem no setor elétrico (PÉREZ ARRIAGA, 1998a).

2.6.1 Geração

As atividades de geração consideram a geração usual em usinas do sistema e a geração especial, tipicamente cogeração e tecnologia de produção elétrica com recursos renováveis. Também devem ser incluídas as atividades chamadas serviços complementares, quando proporcionadas por geradores. Os serviços complementares tem por objetivo que o suprimento elétrico tenha condições adequadas de confiabilidade e qualidade de serviço e, portanto, devem ser regulamentados.

A geração usual ou em regime ordinário é uma atividade que se realiza em condições de concorrência, sem restrições de entrada ou saída do mercado e com livre acesso às redes. A compra e venda de energia pode se realizar através de contratos bilaterais ou compra direta no mercado *spot*.

Sob a ótica de regulação, a geração especial em nada se diferencia da geração ordinária. Contudo a geração especial precisa de mecanismos econômicos de promoção, especialmente atendendo ao fato de gerar menor impacto ambiental. Entre os modelos de regulamentação em uso que promovem a geração especial estão:

- Obrigatoriedade das empresa distribuidoras e comercializadoras de comprar a energia a preços fixados administrativamente .
- Não pagamento de impostos, especialmente aqueles impostos relacionados com geração de energia.
- Subsídios do governo para pesquisa e desenvolvimento.

Além de produzir energia, os grupos geradores realizam outras atividades que são importantes para um suprimento elétrico eficiente e seguro: proporcionam reservas de operação, regulação de tensão, energia reativa e ajudam a recuperar o serviço ante uma falha generalizada. A tendência atual na regulamentação das atividades chamadas de serviços complementares, pode se resumir na utilização de critérios de mercado, quando possível, ou na regulamentação direta quando não, e que os custos sejam pagos pelo solicitante do serviço.

2.6.2 Atividades de Rede

As atividades de rede consideram o planejamento dos investimentos, a construção das redes, o planejamento da manutenção, a manutenção e a operação.

O planejamento dos reforços e da manutenção da rede afetam as atividades do mercado elétrico e portanto deve-se garantir a independência da entidade responsável por sua gestão. Essas atividades na nova regulação são, tipicamente, responsabilidade do Operador Independente do Sistema (OIS), o qual é uma entidade independente dos agentes do mercado. Entretanto, ambas as atividades de planejamento também afetam as atividades de manutenção e construção de redes, que são de responsabilidade das empresas de transporte. Portanto há razões para separar a operação do sistema de qualquer empresa de transporte, ainda que por outro lado existam sinergias entre as distintas atividades de rede, que fazem que seja recomendável que só uma empresa realize estas atividades.

Nas redes de distribuição, não existe o problema de interferência com a coordenação do mercado, portanto não há inconveniente em que todas as atividades de rede sejam realizadas por uma empresa em um setor geográfico.

Sob o ponto de vista regulatório, a atividade de distribuição se diferencia da atividade de transporte em dois aspectos fundamentais:

- A rede de distribuição se liga diretamente com a maioria dos usuários e, portanto, os aspectos de qualidade do serviço tem especial importância.
- A grande quantidade de instalações não permite um tratamento regulatório individualizado, sendo necessário adotar procedimentos globais e simplificados.

A nova regulamentação das redes pode se resumir em três aspectos que são: acesso, investimento e preço.

2.6.3 Acesso na Transmissão e Distribuição

Nos sistemas que tem adotado a nova regulação, existe livre acesso às redes para todos os agentes do mercado atacadista de energia. Entretanto, a disponibilidade de capacidade do sistema restringe tal livre acesso e portanto a regulamentação deve considerar mecanismos de resolução dos possíveis problemas. Uma solução é autorizar o acesso das novas conexões para rede sujeito à disponibilidade de capacidade, mas isto resulta num conceito ambíguo pois depende das condições de operação. Um enfoque alternativo é usar mecanismos de mercado para a resolução dos problemas de excesso de carga na rede, sem conceder prioridade no acesso aos agentes conectados anteriormente. Assim o gerador mais eficiente suplanta o menos eficiente, usando critérios como preços nodais ou zonais. Contudo o problema dos acessos é ainda embrionário e precisa de pesquisa e divulgação.

No caso da distribuição, trata-se de um mercado regulado e as empresas distribuidoras tem obrigatoriedade de servir a área na qual tem franquia territorial. Portanto todo consumidor na área de serviço tem direito a ser ligado para a rede e suprido segundo as condições de qualidade de serviço estabelecidas nos regulamentos.

Também nas redes de distribuição, a nova regulação considera o livre acesso, permitindo ao consumidor eleger seu fornecedor. Neste caso consideram-se clientes cativos e livres, diferenciados por características de consumo de energia ou de potência instalada. Contudo é importante notar que a mudança de fornecedor em nada altera as obrigações do distribuidor para com o cliente ao qual está fisicamente ligado, nem os encargos do cliente para com o dono das redes de distribuição.

A problemática do acesso em distribuição complica-se ainda com a presença nas redes de outras empresas distribuidoras (cooperativas) e de pequenas instalações de cogeração. Os aspectos de regulamentação relacionados são vários, salientando para a cogeração:

- A necessidade de normas de segurança e preço para a conexão de geradores atendendo a critérios de qualidade do suprimento e das instalações.
- Estabelecimento de pedágios pelo uso das linhas, tendo em conta a redução da capacidade da rede e a diminuição de perdas devido à proximidade da geração.
- Reconhecimento da maior incerteza nas estimações de demanda agregada do distribuidor.

Também para distribuidoras que compartilham áreas geográficas e concorrem por clientes, apresentam-se problemas de regulamentação. A resolução desses problemas deve impedir o exercício de poder de mercado provocado pela presença de empresas de redes em mercados sedimentados e usados para inibir a concorrência (poder de mercado posicional).

2.6.4 Investimentos na Transmissão

O objetivo da regulamentação é conseguir uma rede de transporte adaptada para a demanda e geração, com condições adequadas de confiabilidade e minimização dos custos.

O modelo típico é o planejamento centralizado, onde uma entidade especializada prepara o programa de investimentos.

Na nova regulação é o Operador do Sistema, entidade independente, que deve realizar o planejamento sujeito a critérios de seleção das melhores alternativas. A remuneração da rede é fixada pela entidade reguladora ou pode ser resultado da adjudicação de uma oferta de construção e manutenção de determinadas obras.

Uma outra opção é passar a responsabilidade das seguintes tarefas ao Operador do Sistema:

- Informar aos usuários sobre o estado de congestionamento das redes nos distintos nós de acesso.
- Responsabilizar-se para que a rede cumpra com determinados padrões fixados na regulamentação.
- Construir ou fazer construir as instalações necessárias para manter os padrões.

O terceiro enfoque é deixar os investimentos necessários na rede para a iniciativa dos usuários. Nesse caso o usuário avalia os benefícios da sua participação no investimento considerando facilitar o acesso, eliminar congestionamentos, reduzir as perdas, participar de outros mercados,

etc. O regulador avalia a utilidade dos investimentos propostos e organiza uma licitação para adjudicar a melhor oferta de construção e manutenção. A empresa de transmissão é remunerada de acordo com a oferta e o Operador do Sistema é responsável pela operação. Este é o enfoque mais próximo a um mecanismo de mercado sujeito às restrições, que exige a regulamentação das redes, mas é complexo de administrar e baseia-se na existência de sinais corretos de preços de rede que promovam a alocação adequada dos agentes no sistema de transmissão.

2.6.5 Investimentos na Distribuição

Como na transmissão, a nova regulamentação procura nos investimentos do sistema de distribuição uma rede ótima. O ótimo neste caso é o justo equilíbrio entre custo da energia elétrica e qualidade do serviço. O conceito de qualidade do serviço vai ser discutido no próximo capítulo, mas é importante salientar que ele considera a qualidade do produto eletricidade, através da conformidade da onda de tensão, a qualidade do fornecimento através da continuidade e a qualidade do serviço comercial.

Entretanto, devido à elevada quantidade de instalações, a distribuição precisa de um enfoque específico e com soluções globais para sua regulamentação.

O fator chave da regulamentação da distribuição é o mecanismo de retribuição, que deve permitir remunerar adequadamente os investimentos de acordo com o nível de risco do negócio, contudo sem considerar os custos reais, impossíveis de ser contabilizados em detalhe, incentivando a qualidade do serviço e a diminuição das perdas.

Os enfoques que tem sido adotados na nova regulação são variados, mas podem se resumir nos seguintes:

- Aplicar uma remuneração unitária (ou global) tipo RPI-X ou limitação de preços (ou receita) por kWh distribuído, onde o regulador ajusta o fator X tendo em vista os resultados econômicos das empresas e aplicando técnicas de *benchmarking*. O regulador não precisa entrar em detalhes em relação aos investimentos. Consideram-se explicitamente as necessidades de investimento, mas baseando-se só nos kWh distribuídos. A questão dos investimentos ótimos é tratada com padrões obrigatórios de projeto e construção de redes, tentando assegurar uma mínima qualidade. Esse é o modelo adotado na Inglaterra e país de Gales para a remuneração das distribuidoras
- Um segundo enfoque faz uso de uma regulamentação por comparação (*yardstick competition*) entre empresas distribuidoras similares. Com uma base de dados das características mais significativas das distribuidoras e usando técnicas estatísticas, é possível estabelecer diversas

comparações entre as empresas e determinar o nível adequado de remuneração para cada distribuidora

- Um terceiro enfoque usa o conceito de rede ou empresa de referência, também chamada empresa modelo. Neste caso a necessidade de análises da empresa ou rede modelo é maior, entretanto a informação obtida permite uma remuneração mais justificada para cada empresa. A empresa modelo ou de referência é projetada otimizando sua estrutura organizacional e adaptando seus ativos para a demanda. Logo, com os custos da empresa modelo corrigidos para as características particulares de cada empresa, a remuneração é calculada visando que a rentabilidade da empresa não ultrapasse limites estabelecidos. A maior vantagem da metodologia é a possibilidade de representar níveis de qualidade de serviço e de perdas em forma explícita e, portanto, determinar os custos associados. Esta metodologia tem sido aplicada no setor de distribuição de Chile, classificando as empresas em 5 áreas típicas e determinando para cada área o Valor Agregado de Distribuição (VAD). O VAD representa os custos da distribuição determinados para uma empresa modelo perfeitamente adaptada para a demanda. Os resultados econômicos das empresas distribuidoras tem sido excelentes (OLGUÍN e VIDAL, 1998), mas as condições de qualidade de serviço não tem seguido a mesma tendência. A explicação deste fato está na carência de um marco de regulamentação da qualidade do serviço que considere os sinais adequados de investimento (só em setembro de 1998, foi publicado um regulamento que considera a qualidade do serviço no Chile).

2.6.6 Preços na Transmissão

Na definição do preço dos serviços de transporte os seguintes aspectos são considerados na nova regulação:

- Preços devem pagar os custos totais (equidade e viabilidade).
- Os agentes participantes do mercado devem receber os sinais econômicos adequados correspondentes a sua alocação na rede, considerando perdas e congestionamento.
- Preços não devem ser discriminatórios.

Geralmente são considerados como parte dos custos dos serviços de transporte os custos da rede, as perdas ôhmicas, os congestionamentos da rede e os serviços complementares. A discussão a respeito desses custos é que as perdas são custos de produção, os serviços complementares e os sobre custos por congestionamentos são atividade de geração, portanto os únicos custos relevantes são os custos de investimento e operação.

Na regulação tradicional, o preço do serviço de transporte é igual ao custo de prover o serviço, sem considerar o custo adicional relacionado com a alocação da carga na rede. Entretanto, na nova regulação do setor elétrico consideram-se também estes custos relacionados com a posição da carga na rede, pois estes tem um efeito sobre a concorrência e são sinais para a alocação de novas geradoras. Os mecanismos atualmente em uso dividem-se naqueles que estabelecem pedágios para cada transação bilateral (usado com o nome de *wheeling* nos EUA) e aqueles que repartem os custos da rede de transporte entre todos os usuários do sistema, discriminados segundo a alocação do usuário na rede. Uma discussão completa da definição do preço dos serviços de transporte pode se encontrar em PÉREZ ARRIAGA (1992) e TRANSELEC (1995).

2.6.7 Preços na Distribuição

O enfoque mais freqüentemente usado para fixar pedágio em distribuição é repartir os custos regulamentados entre os usuários, discriminando apenas o nível de tensão de conexão e a potência contratada.

Os preços em distribuição devem pagar os custos totais, que basicamente são investimentos, operação e manutenção. Na nova regulação, a ênfase nos preços está em fornecer sinais econômicos ao consumidor final da sua contribuição aos custos da rede e às perdas. Na atualidade o objetivo de dar sinais econômicos aos consumidores pode se conseguir só parcialmente, porque o sistema de medida e faturamento da maior parte dos consumidores só considera o registro de energia.

Como as redes de distribuição são construídas para atender a demanda máxima de cada consumidor, é fundamental estimar o valor de contribuição de cada usuário para a demanda pico do sistema. No caso de consumidores que carecem de medidores com registro horário, podem se aplicar perfis padrões de carga ou fatores de uso da potência (caso chileno), que refletem as características de consumo dos clientes. A tarifa final pode ser apresentada em dois componentes de custos: por potência e por energia.

2.7 A Nova Regulação Elétrica No Brasil

No Brasil, a crise financeira do Estado levou o Governo a propor reformas constitucionais que possibilitassem a participação do setor privado nos investimentos no setor elétrico. O modelo proposto pela Coopers & Lybrand, empresa contratada pelo governo para esse fim, é bastante abrangente. Contempla um re-arranjo da estrutura comercial do setor; mudanças no aparato legal; alterações na regulamentação econômica, técnica e qualidade da prestação do serviço; mudanças

institucionais; reorganização das atribuições e funções da Electrobrás e órgão regulador; redefinição do agente financeiro; levantamento e alocação dos riscos dos negócios envolvidos na indústria e definição das taxas de retorno apropriadas para os investimentos de acordo com os riscos envolvidos nos negócios.

A nova regulação do setor elétrico brasileiro acompanha as diretrizes das reestruturações ocorridas em outros países: competição na geração e comercialização, produtores independentes de energia elétrica, livre acesso às redes de transmissão e distribuição, presença de um operador independente do sistema e regulamentação de preços na transmissão e distribuição. Contudo a proposta para o setor elétrico brasileiro considera novos dispositivos para adequar as especificidades da indústria elétrica às tendências mundiais.

Porém de acordo com o escopo desse trabalho, serão abordados somente os aspectos mais relevantes da Q.S. na nova regulação do setor elétrico brasileiro (BORN, 1998, CONTI GOMES, 1998).

A criação do Mercado de Atacado de Energia (MAE) é a principal novidade do modelo. Nesse mercado deverão ser realizadas todas as transações entre produtores e grandes consumidores. Os objetivos do MAE são: estabelecer um preço que reflita, a qualquer instante, o custo marginal da energia no sistema; estabelecer um preço que possa ser usado para balizar os contratos bilaterais de longo prazo; prover um mercado onde geradores e distribuidores possam comercializar sua energia não contratada; e criar um ambiente multilateral, onde os distribuidores possam comprar energia de qualquer produtor e os geradores possam vender a qualquer comprador.

Para o MAE, a Coopers elaborou uma proposta que imita o funcionamento das bolsas de energia, entretanto não se trata de ofertas de preço como no caso Inglês. Na metodologia proposta para o Brasil, chamada *tight pool*, os agentes estão submetidos a regras mais rígidas e centralizadas. Os agentes enviam seus dados técnicos de geração e carga, incluindo detalhes sobre custos de geração e capacidade dos reservatórios. O despacho final é feito com base em modelos computacionais, por meio dos quais tenta-se otimizar o funcionamento do sistema. O modelo coloca em funcionamento as usinas do sistema segundo uma ordem baseada nos custos marginais de curto prazo de cada uma delas.

O planejamento operacional e despacho de carga deverá ser realizado por um Operador Independente do Sistema (Operador Nacional do Sistema, ONS). O ONS será uma nova entidade a ser criada e representada pelos agentes envolvidos no setor. O MAE calculará um preço que representará o custo marginal do sistema ou preço *spot*, onde estarão equilibradas a oferta e demanda de energia. Esse preço deverá balizar os contratos firmados entre os agentes, pois espera-se que a maior parte da energia negociada seja realizada através de contratos bilaterais. Somente os

fluxos não cobertos nos contratos bilaterais serão negociados no MAE e sujeitos à liquidação pelo preço *spot*. Os preços da energia constantes nos contratos bilaterais serão livres e acordados entre as partes, mas deverão refletir as expectativas do preço *spot* para o período em questão.

Entretanto, o governo brasileiro deve proporcionar um período de transição entre o atual sistema e o futuro mercado livre de energia. Atualmente, as usinas têm a sua tarifa calculada com base no custo do serviço, e o que se quer evitar é que toda a energia passe a ser vendida segundo o custo marginal de expansão de uma hora para outra. A solução encontrada é a imposição de alguns contratos iniciais, que deverão congelar a situação existente durante um certo tempo, de forma que a transição para a completa livre negociação seja gradual.

A atividade de transmissão foi considerada como um monopólio natural que precisa ser controlado. O modelo elaborado para a operação do sistema está fundeado na criação do Operador Nacional do Sistema. Esse órgão deverá pertencer a todos os agentes envolvidos no setor, sob a supervisão do Ministério de Minas e Energia e regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O ONS será o responsável pela rede de transmissão, mas não será o proprietário desses ativos. O ONS será uma entidade sem fins lucrativos e executará as seguintes funções: planejamento operacional de geração e transmissão em horizontes de tempo de até cinco anos; programação e despacho da geração; cobrança de encargos pelo uso da rede de transmissão e remuneração dos prestadores dos serviços de transmissão; planejamento dos investimentos em transmissão em horizontes de tempo de até cinco anos; contratar novos investimentos em transmissão das concessionárias atuais e futuras; e executar funções de contabilização e liquidação de energia em nome do MAE.

Cada empresa de transmissão deverá firmar um contrato de prestação de serviços de transmissão com o ONS, permitindo o controle operacional de suas redes em troca de pagamentos periódicos relacionados à disponibilidade dos ativos.

No setor distribuição, a concorrência dar-se-á por meio dos consumidores livres que poderão comprar energia de qualquer comercializador. Entretanto, aquele mercado composto por consumidores que não possuem opção de compra de energia, isto é o mercado de consumidores cativos, é considerado monopólio natural e é sujeito a regulamentação.

A regulamentação econômica dos setores monopolísticos objetivará assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, além de proteger aos consumidores de práticas abusivas. Para o setor distribuição o mecanismo de remuneração é a limitação de receita. Em primeiro lugar define-se uma receita para a distribuidora e a ela aplicam-se fórmulas para reajuste automático das tarifas. De tempos em tempos as tarifas são revistas e, com base no desempenho da distribuidora, é determinada uma nova receita para o novo período regulatório. A Coopers propõe

que no início do período, seja definido um custo unitário de atendimento de uma nova carga. Isto significa que tanto maior será o lucro da concessionária quanto menor for o seu custo de atendimento das cargas adicionais. As características principais da nova regulação do setor distribuição são:

- A remuneração do sistema existente e de sua expansão são sujeita a limitação da receita.
- Ativos de conexão são sujeitos a limitação de lucros (custo do serviço) baseado em custos padrões. Ativos de conexão são aqueles utilizados com exclusividade por um único usuário.
- A remuneração dos serviços comerciais e sua expansão são sujeitos a limitação da receita.
- Custos de compra de energia são repassados tendo em conta uma ponderação entre custos efetivamente incorridos e custos de referência definidos pelo regulador.

Podem também ser autorizadas receitas adicionais para programas de eletrificação rural e estão previstas multas e penalidades caso as perdas técnicas atinjam valores intoleráveis.

2.8 A Qualidade do Serviço na Nova Regulação

Na regulação tradicional do setor elétrico, as empresas verticalmente integradas tem obrigatoriedade de fornecimento na sua área de franquia com condições determinadas de qualidade de serviço, seja no nível de geração ou de redes.

Já no caso da nova regulação, que considera o livre mercado na geração, a situação é variada. Em geral não existe obrigatoriedade de suprimento por parte dos produtores e o planejamento centralizado da expansão desaparece, ficando a iniciativa para os agentes do mercado. Neste sentido é razoável se perguntar se os mecanismos de mercado proporcionarão suficiente garantia de suprimento ou será preciso introduzir mecanismos regulatórios adicionais.

No caso da distribuição, a obrigatoriedade está na conexão do consumidor aos serviços de rede, mas não é clara a responsabilidade pelo fornecimento.

Na Inglaterra e país de Gales a responsabilidade de garantir o suprimento e a viabilidade econômica das empresas elétricas, é do Secretário de Estado e do Diretor Geral da OFFER (entidade reguladora). As geradoras, não tem obrigatoriedade de suprimento e as distribuidoras só são obrigadas a conectar o usuário nas redes e comprar energia do mercado atacadista ao preço vigente.

Contrariamente ao caso da Inglaterra, a nova regulação do setor elétrico na Argentina considera importantes penalidades econômicas para as distribuidoras, no caso de não proporcionar o serviço

solicitado pelo consumidor. As penalidades são aplicadas sem importar se a causa da falha está na geração, na transmissão ou na distribuição. O enfoque adotado na Argentina em relação à qualidade do serviço, tem feito com que as distribuidoras tomem importantes decisões relacionadas com:

- Participar ativamente na promoção de reforços da rede de transmissão que melhorem a confiabilidade do seu serviço.
- Contratar suprimento de energia de longo prazo aos agentes geradores, considerando penalidades no caso de falta de cumprimento do contrato.
- Participar de investimentos em geração, particularmente próximos à área de serviço da distribuidora.

Uma análise mais completa da regulamentação da qualidade do serviço em diversos países, é matéria específica do capítulo 4 deste trabalho.

2.9 Conclusões

A privatização, a competição e a regulação são as ferramentas com que os países tem enfrentado o novo paradigma regulatório que atualmente é conhecido como reestruturação da infra-estrutura elétrica. Contudo, cada país enfrenta a reestruturação de acordo com as características da sua economia.

Na indústria elétrica apresentam-se setores que possibilitam um mercado competitivo (produção/geração), onde os preços são formados pela lei da oferta e da demanda e também outros setores (transmissão e distribuição), onde a regulação é necessária para segurar as condições de otimalidade dos investimentos, sujeito a condições de qualidade de serviço e viabilidade econômica das empresas.

É radicalmente diferente regular um setor onde as empresas encontram-se verticalmente integradas do que regular um setor desverticalizado, onde alguns segmentos encontram-se expostos à concorrência e outros tem características de monopólio natural.

Qualquer mecanismo de regulamentação inibe determinados comportamentos e premia outros.

A regulação econômica do negócio de distribuição é relevante para moldar a conduta da empresa de forma a procurar eficiência na produção e na alocação dos recursos.

Mecanismos de regulamentação como a definição do preço pelo custo do serviço (taxa de rentabilidade ou controle de lucros), não incentivam a eficiência porque não consideram uma partilha dos ganhos entre a empresa e consumidor, passando para o cliente a totalidade dos ganhos

ou perdas de eficiência. Além disso o efeito resultante pode ser o sobre-investimento, caso a taxa estabelecida seja superior ao custo real do capital.

A regulamentação baseada na limitação de preços ou limitação da receita pode conduzir a situações de sub-investimento, com repercussões negativas na qualidade do serviço.

Seja qual for o mecanismo de regulação econômica das empresas de redes, é necessário considerar um marco específico para a regulamentação da qualidade do serviço.

CAPÍTULO 3 QUALIDADE DE SERVIÇO EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO

3.1 Introdução

A problemática da qualidade de serviço (Q.S.) nos sistemas elétricos de distribuição não é nova, mas a mudança de regulamentação no setor elétrico brasileiro e no mundo faz com que a sua importância seja hoje maior (BRONZEADO, et al., 1998). A qualidade é hoje uma preocupação de todos os agentes do setor: os clientes manifestam sua sensibilidade e demandam melhores níveis de Q.S.; fabricantes de equipamentos precisam de normas que limitem as perturbações nas redes e que especifiquem os níveis de imunidade dos equipamentos que fabricam; as empresas distribuidoras tem necessidade de sinais para investir em operação, manutenção e Q.S., além de precisar monitorar os clientes perturbadores; a regulamentação deve outorgar as regras e limites que possibilitem um nível adequado de Q.S. (ver Figura 1).

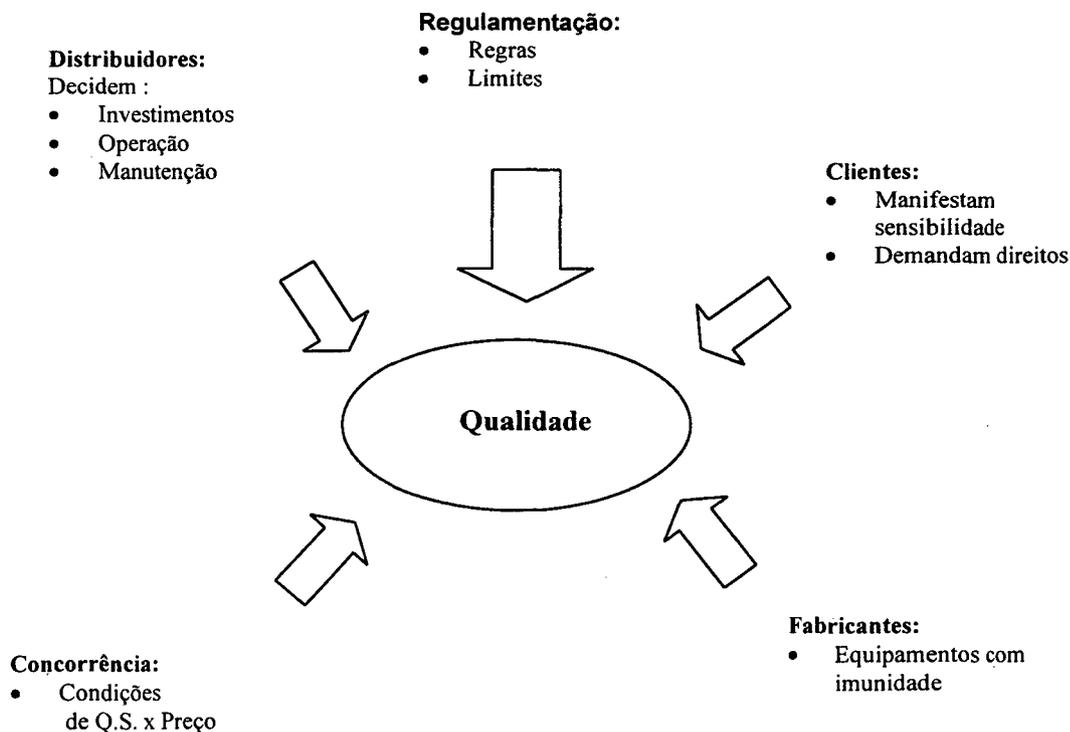


Figura 1: A Qualidade do Serviço e os Agentes

Na literatura técnica há muitos artigos referidos à qualidade ou conformidade da onda e, particularmente, aos efeitos da presença de harmônicos nas redes elétricas (WAGNER et al., 1993). Entretanto relacionado com a regulamentação da Q.S. nos sistemas elétricos, a literatura é pouca e existem ainda diferenças na terminologia. A regulamentação do setor elétrico na Argentina e Bolívia classifica a Q.S. em qualidade do produto técnico, qualidade do serviço técnico e qualidade do serviço comercial (ver Tabela 1) com algumas diferenças entre as classificações adotadas.

Tabela 1: Qualidade do Serviço em Sistemas de Distribuição

Qualidade do produto técnico (Conformidade)	Nível de tensão
	Desequilíbrio de fases
	Perturbações da onda
	Interferências nos sistemas de comunicações
Qualidade do serviço técnico (Continuidade)	Frequência das interrupções
	Tempo das interrupções
Qualidade do Serviço Comercial	Queixas dos consumidores
	Faturamento
	Atenção ao consumidor

Entretanto, em (THOMAS et al., 1998) é proposto um modelo de qualidade de fornecimento que considera a classificação da Q.S. em qualidade do suprimento - fornecimento e nível de satisfação do consumidor, como ilustrado na Tabela 2.

Tabela 2: Qualidade do Serviço em Sistemas de Distribuição

Qualidade do Suprimento e Fornecimento	Continuidade
	Conformidade
Qualidade da Atenção Comercial (Nível de satisfação do consumidor)	Percepção dos consumidores quanto à qualidade da prestação de serviço dos concessionários

Neste trabalho adota-se a classificação proposta em (THOMAS et al., 1998) porque permite, baseados no uso de índices, a regulamentação de todas as características que definem a qualidade do serviço em sistemas de distribuição.

A qualidade do fornecimento/suprimento considera todos os aspectos técnicos do suprimento/fornecimento de eletricidade. Fornecimento é entendido como o conjunto de procedimentos para a consecução da entrega de energia elétrica aos consumidores finais, quaisquer que sejam os níveis de tensão envolvidos. Entretanto suprimento é o conjunto de procedimentos

para a consecução da entrega de energia elétrica a outros concessionários, quaisquer que sejam os níveis de tensão envolvidos. Historicamente era dada especial atenção para a continuidade, entretanto a sofisticação do mercado consumidor tem exigido padrões cada vez mais elevados e específicos de qualidade. Na atualidade entende-se que qualidade do suprimento considera continuidade e conformidade. A conformidade pode ser entendida como a capacidade do sistema elétrico de fornecer aos seus consumidores energia com tensão e frequência isenta de distorções e flutuações como harmônicas, cintilação, sag, swell, etc.

A qualidade da atenção comercial é uma preocupação que não é exclusiva do setor elétrico. A sociedade toda demanda melhores serviços e atenção comercial. Dentro da nova regulação é um fator importante para considerar, pois as empresas distribuidoras do Brasil passam as mãos do setor privado e atuarão num mercado regulado onde clientes cativos não terão possibilidade de escolher fornecedor.

Neste capítulo apresenta-se uma visão geral da problemática da qualidade de serviços em sistemas de distribuição e uma classificação dos fenômenos perturbadores da onda. Se apresentam índices para quantificar a continuidade, se discutem as principais recomendações e padrões de qualidade da onda, se realiza uma análise das causas e efeitos da má qualidade do produto eletricidade em instalações e redes e se apresenta a qualidade do serviço comercial em empresas de distribuição.

3.2 Qualidade do Suprimento/Fornecimento: Continuidade

A continuidade do suprimento é referente à existência ou não de tensão adequada no ponto de conexão com o consumidor. É o aspecto sobre o qual mais se tem escrito sob o nome de confiabilidade ou disponibilidade. Quando a continuidade falha, ou seja quando a tensão no ponto de conexão desaparece, o sistema apresenta uma interrupção do suprimento de energia elétrica. Para os efeitos de regulamentação é imprescindível definir o significado da frase “quando a tensão no ponto de conexão desaparece”. Segundo a norma EN 50160 de 1994 (AENOR 1996) da Europa, existe uma interrupção do suprimento quando a tensão fica abaixo de 1% da tensão nominal em qualquer das fases de alimentação. Uma interrupção do suprimento é caracterizada por sua duração e para efeitos de continuidade só são consideradas as interrupções de mais de 3 minutos. As interrupções menores do que 3 minutos, interrupções breves, são consideradas problemas de qualidade da onda ou de conformidade e geralmente são devidas à operação de sistemas de proteção. Contudo, na atualidade a ANEEL está revendo este valor.

A origem das interrupções longas (mais de 3 minutos) é variada. A geração pode ser insuficiente para atender a demanda ou pode existir uma falha em usinas, também podem existir falhas no

sistema de transmissão, entretanto o aporte da geração e a transmissão ao total de interrupções é sempre bem menor do que as interrupções originadas na distribuição. Os resultados de diversas estatísticas indicam que a maioria das interrupções tem origem na distribuição. É comum atribuir entre 80% e 95% das interrupções ao sistema de distribuição sendo o restante, de 5% até 20% relacionados com a geração e transmissão (BILLITON, 1984).

Na distribuição as interrupções tem origem em múltiplas causas, sendo possível classificá-las segundo diversos critérios. Em uma primeira classificação, é importante discriminar entre interrupções programadas e interrupções imprevistas.

As interrupções programadas são aquelas em que os consumidores atingidos têm conhecimento antecipado ou prévio da desconexão ou interrupção. Geralmente são necessárias para a conexão de um novo cliente ou para realizar atividades de manutenção preventiva. Neste caso o consumidor pode agir de modo a minorar os efeitos da interrupção.

Tabela 3: Classificação das interrupções longas

Interrupções Permanentes	Programadas	Próprias ou internas	Manutenção Operação Expansão e melhora do sistema
		Externas	Reparação de falha Conexão para novo serviço Manutenção Obras de urbanização Outros
	Imprevistas	Próprias ou internas	Erros de projeto Falhas de material Operação sistema local Erros de manutenção Poluição comum Lavação de isoladores Outros
		Externas	Força maior Animais Vandalismo Outros

As interrupções imprevistas são todas aquelas que não são programadas. Neste caso o consumidor não tem a possibilidade de agir para minorar o prejuízo e os efeitos para os consumidores podem ser desastrosos.

A importância da classificação das interrupções é sua análise estatística e a limitação da responsabilidade regulamentar. A Tabela 3 mostra uma classificação apropriada para a implementação de estatísticas.

A análise da confiabilidade pode ser realizada com o objetivo de avaliar as condições de suprimento passadas (análise histórica), ou com o objetivo de fazer previsões de condições futuras de suprimento (análise de previsão) (QUILES, 1997).

Nas empresas distribuidoras, a análise histórica é usada como ferramenta de gestão e controle interno, visando orientar os esforços de melhora. A análise baseia-se na estatística dos índices de continuidade da empresa em cada área servida.

A análise de previsão permite avaliar o nível de confiabilidade de distintas opções ou configurações propostas. Existem métodos analíticos e de simulação. Para a análise de previsão, devem-se usar modelos teóricos que representam a configuração do sistema e a distribuição de probabilidade das interrupções ou falhas. Os métodos mais conhecidos e usados são a construção de diagramas de estados e a aplicação de cadeias de Markov e, ultimamente, simulação Monte Carlo.

Os métodos de Monte Carlo baseiam-se na simulação computacional da operação do sistema, introduzindo falhas de acordo com uma distribuição de probabilidade conhecida (BILLITON e WANG, 1998). O método gera uma história fictícia que permite o cálculo de índices e avaliações da confiabilidade. A sua desvantagem é o custo de processamento, porque é necessário um longo período de simulação.

Para a análise de previsão mediante técnicas de Markov, consideram-se dois parâmetros fundamentais: a taxa de falhas e a taxa de reparos. A estimativa do valor das taxas de falha e de reparo é efetuada através do comportamento passado do sistema, isto é das estatísticas de falha e de reparo.

Define-se a taxa de falha λ de um componente como o número de avarias que sofre um conjunto de componentes em um tempo determinado (geralmente um ano) dividido pelo número de componentes expostos a falhas. A taxa de falhas pode ser estimada através da equação:

$$\lambda = \frac{m}{n \cdot T} \quad (2)$$

onde m é o número de falhas observadas, n é o número de componentes expostos a falha e T é o tempo de exposição. Também pode se assumir uma distribuição de probabilidade para as falhas no sistema (geralmente a exponencial) e de acordo com as leis da estatística, definir intervalos de confiança para os parâmetros estimados.

O segundo parâmetro a estimar é a taxa de reparos ou seu inverso: o tempo médio de reparos r , que é mais utilizado. A estimativa deste parâmetro usando a informação histórica disponível, pode ser efetuada através da equação:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^m T_i}{m} \quad (3)$$

onde r é a estimativa para o tempo médio de reparo, T_i é o tempo de reparo da falha i e m é o número de falhas observadas.

3.2.1 Índices de Continuidade

Os parâmetros de confiabilidade taxa de falha e tempo médio de reparo, embora importantes, não consideram a gravidade da falha no sentido de carga interrompida ou de usuários sem suprimento. Para considerar esses aspectos definem-se índices de continuidade globais e individuais.

O uso de índices globais na avaliação da continuidade é útil especialmente no controle das empresas distribuidoras por parte do regulador e para gestão interna de investimentos. O índice global reflete o comportamento médio do sistema e não o comportamento de um determinado consumidor. A totalidade dos índices são referentes ao número de interrupções (frequência) e ao tempo de duração das interrupções. Segundo o interesse, o índice pode ser escolhido com base no número de clientes, potência instalada, demanda máxima, transformadores de distribuição, etc. Um aspecto importante na apuração das interrupções para o cálculo dos índices é a identificação das interrupções que devem ser consideradas. Para efeitos de regulamentação é preciso que o regulamento deixe claro quais interrupções devem se apurar e quais não.

Também pode se adotar índices individuais tentando medir a continuidade particular de um consumidor, computando as interrupções e a duração de cada evento no ponto de conexão do consumidor. Os índices individuais são um avanço importante na regulamentação da qualidade do serviço, porque enfocam o problema desde o ponto de vista do consumidor da eletricidade. Para apurar os índices individuais são necessárias as seguintes informações:

- Número de interrupções sofridas por cada consumidor.
- Duração de cada interrupção sofrida por cada consumidor.

Com a informação básica anterior é possível calcular vários índices, sendo os mais usados:

- Número de interrupções por período (interrupção/período): Contagem das interrupções no período (Fic).
- Duração total das interrupções (h/período): Soma do tempo de interrupção de todas as interrupções (Tic).
- Duração média de interrupção(h/interrupção): Média da duração das interrupções.
- Energia não suprida ENS (kWh/período): Energia que não foi suprida devido às interrupções. Não pode ser medida diretamente, mas pode ser calculada por diversos métodos por exemplo, através de curvas de carga típicas, demanda média, etc.

3.2.2 Índices Globais de Continuidade

Os índices globais ou de sistema permitem obter o comportamento médio da continuidade do sistema para um dado período. Podem ser calculados para um alimentador, subestação, região ou para toda a empresa e, para períodos mensais, semestrais ou anuais. Estes índices refletem o número de vezes que o sistema ficou sem suprimento, a duração média de cada interrupção e o tempo total de interrupção. Para apurar os índices é preciso registrar cada evento na rede cujo resultado seja uma interrupção do serviço. Na Tabela 4 mostra-se uma opção para o registro e cinco eventos correspondentes ao sistema da Figura 2 que servirão de exemplo para o cálculo dos índices que serão apresentados. Na Figura 2, os elementos religadores são nomeados R1 e R2 e os fusíveis são nomeados de F1 até F10. A potência, o número de clientes e transformadores de distribuição afetados por cada evento são detalhados na Tabela 5.

Tabela 4: Registro de eventos (exemplo)

Data	Elemento	Hora saída	Hora entrada	Tempo Fora de Serviço (min)	kVA atingidos	T/D atingidos	Clientes atingidos	Causa
3/3	R1	07:00	10:30	210	5000	48	5025	Manutenção
12/5	F7	09:45	10:55	70	1100	8	990	Poluição
23/8	F4	14:07	18:10	243	200	2	1	Animal
1/12	F10	08:15	10:10	115	700	7	650	N. Cliente
9/12	R2	18:30	18:45	15	2000	17	1641	S/Achar
Totais				653	9000	82	8307	
Demanda máxima no período Kva							3700	
Número total de Transformadores de Distribuição (T/D)							48	
Número médio de usuários no período							5025	

Tabela 5: Carga, clientes e transformadores de distribuição atingidos ante a operação da proteção

Elemento	R1	R2	F1	F2	F3	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10
KVA	5000	2000	500	300	500	200	1500	200	1100	700	400	700
Clientes	5025	1641	750	480	800	1	1350	4	990	630	360	650
T/D	48	17	5	3	5	2	15	3	8	5	3	7

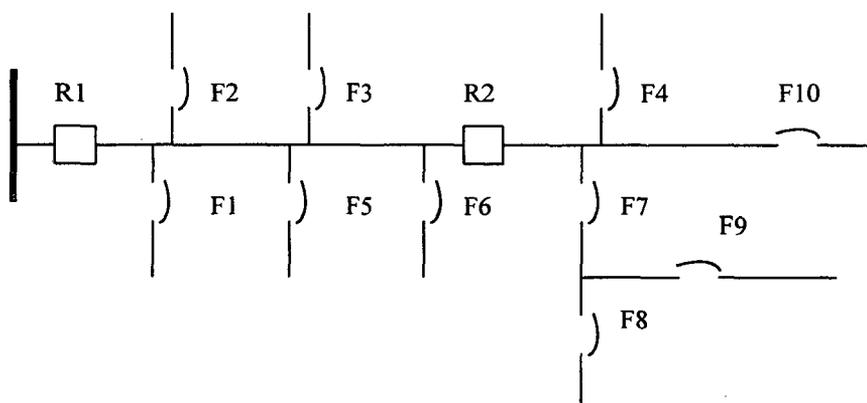


Figura 2: Diagrama do alimentador exemplo

3.2.2.1 Índices baseados nos clientes ou usuários

São índices onde a base de cálculo é o número de clientes atingidos pelas interrupções ou o total do sistema. O objeto dos índices é o cálculo da frequência e da duração equivalente das interrupções.

Frequência Equivalente de interrupção por cliente, FEC ou *System Average Interruption Frequency Index, SAIFI* (Interrupções /Cliente - período)

$$SAIFI = \frac{\sum \text{clientes_atingidos_pelas_Interrupções}}{N^{\circ}_total_de_clientes_no_sistema} \quad (4)$$

- Soma de clientes atingidos pelas interrupções: 8307 (clientes)
- Total de clientes do sistema: 5025 (clientes)
- SAIFI: 1,65 (Interrupções /Cliente - período) ou 1,65 vezes.

O FEC ou SAIFI, é um índice que pode ser calculado para qualquer nível de tensão e que representa o número de interrupções que, em média, cada cliente do sistema sofreu no período considerado.

Frequência Equivalente de Interrupção por Cliente atingido ou *Customer Average Interruption Frequency Index*, CAIFI (Interrupções/Cliente atingido - período)

$$CAIFI = \frac{\sum \text{clientes_atingidos_pelas_Interrupções}}{N^{\circ}_de_clientes_atingidos_no_sistema} \quad (5)$$

- Soma de clientes atingidos pelas interrupções: 8307 (clientes)
- Total clientes atingidos no sistema: 5025 (clientes)
- CAIFI: 1,65 (Interrupções/Cliente - atingido - período)

Neste caso o índice CAIFI resulta igual ao SAIFI porque todo cliente no sistema sofreu ao menos uma desconexão.

O cômputo do SAIFI difere do CAIFI só no denominador da equação. A base de cálculo de SAIFI é o total de clientes do sistema no período considerado, enquanto o CAIFI tem como base só os clientes efetivamente atingidos pelas interrupções. O CAIFI é útil em sistemas com interrupções que não atingem ao total do sistema, pois tenta quantificar a gravidade das interrupções no grupo de clientes que sofreram interrupções. Na apuração deste índice, no denominador, cada cliente deve ser contado só uma vez, independentemente do número de interrupções que tenha sofrido no período.

Duração Equivalente de Interrupção por Cliente, DEC ou *System Average Interruption Duration Index*, SAIDI (Horas/Cliente)

$$SAIDI = \frac{\sum \text{Duração_Interrupção} \cdot \text{Clientes_atingidos}}{N^{\circ}_total_de_clientes_no_sistema} \quad (6)$$

- Σ Duração Interrupção * Clientes atingidos:
210*5025+70*990+243*1+115*650+15*1641 = 1.224.158 (clientes - min)
- Total clientes no sistema: 5025 (clientes)
- SAIDI: 243,61(min/Cliente) ou 4,06 (h/Cliente)

O SAIDI ou DEC é um índice que exprime o espaço de tempo que, em média, cada cliente do sistema considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica no período de observação.

Duração Equivalente de Interrupção por Cliente Atingido ou *Customer Average Interruption Duration Index*, CAIDI (Horas/Cliente)

$$CAIDI = \frac{\sum \text{Duração_Interrupção} \cdot \text{Clientes_afetados}}{N^{\circ}_de_clientes_atingidos_no_sistema} \quad (7)$$

- Σ Duração Interrupção * Clientes afetados: (Horas clientes indisponíveis)

$$210*5025+70*990+243+115*650+15*1641 = 1.224.158 \text{ (min - cliente)}$$

$$= 20402 \text{ (Horas - cliente)}$$

- Número de clientes atingidos no sistema: 5025
- CAIDI: 4,06 (h/Cliente) ou 243,61(min/Cliente)

O CAIDI resulta igual ao SAIDI, por que todo cliente no sistema foi atingido por desconexões. O CAIDI é útil para mostrar a gravidade das interrupções no grupo atingido, mas não tem diferença com o SAIDI ou DEC se todos os clientes são atingidos.

3.2.2.2 Índice de Disponibilidade

Disponibilidade Equivalente do Sistema ou *Average Service Availability Index, ASAI (pu)*

$$ASAI = \frac{\text{Horas_clientes_efetivamente_disponiveis}}{\text{Horas_cliente_demandadas}} \quad (8)$$

- Horas clientes efetivamente disponíveis: $8760*5025 - 20402 = 43.998.597$ (Horas - cliente)
- Horas clientes demandadas: $8760*5025 = 44.019.000$ (Horas - cliente)
- ASAI: 0,999536

O ASAI é um índice que não tem aplicação prática nos sistemas de distribuição, porque sempre resulta próximo de 1, não dando conta da importância das interrupções.

3.2.2.3 Índices Baseados na Potência

Estes índices usam como base a potência nominal ou a demanda do sistema. O objetivo é determinar a frequência e a duração equivalente das interrupções.

Frequência Equivalente de Interrupção por Potência (vezes)

$$FEP = \frac{\text{Soma_dos_kVA_atingidos_pelas_Interrupções}}{\text{Potência(kVA)_total_do_sistema}} \quad (9)$$

- Soma dos kVA atingidos pelas interrupções: 9000 (kVA)
- Potência total instalada no sistema: 5000 (kVA)
- FEP: 1,8 vezes

O FEP, é um índice análogo ao SAIFI, mas baseado na potência. Representa o número equivalente de interrupções que a potência instalada do sistema sofreu no período considerado. Também pode-se calcular usando a demanda atingida em cada interrupção e a demanda total do sistema, assim o

índice exprime o número de interrupções, que em média, a demanda do conjunto considerado sofreu.

Duração Equivalente de Interrupção por Potência DEP (Horas)

$$DEP = \frac{\sum \text{Duração_Interrupção} \cdot \text{kVA_atingidos}}{\text{Potência(kVA)_total_no_sistema}} \quad (10)$$

– Σ Duração Interrupção * kVA atingidos:

$$210 \cdot 5000 + 70 \cdot 1100 + 243 \cdot 200 + 115 \cdot 700 + 15 \cdot 2000 = 1.216.800 \text{ (min-kVA)}$$

– Total kVA instalados no sistema: 5000 (kVA)

– DEP: 4,06 (Horas) ou 243,36 (min)

A duração equivalente da interrupção por potência, DEP é análoga ao SAIDI, mas baseado na potência. Representa o espaço de tempo que, em média, a potência instalada do conjunto considerado ficou privado de suprimento de energia, no período considerado.

Duração Média da Interrupção por Potência DMP (Horas)

$$DMP = \frac{\sum \text{Duração_Interrupção} \cdot \text{kVA_atingidos}}{\sum \text{kVA_atingidos}} = \frac{DEP}{FEP} \quad (11)$$

– DEP: 4,06 (Horas)

– FEP: 1,8 Vezes

– DMP: 2,25 (Horas)

A Duração Média da Interrupção por Potência é um índice que resulta na divisão da Duração Equivalente de Interrupção DEP, pela Frequência Equivalente de Interrupção FEP. Representa a duração média de cada interrupção de potência no sistema. Este índice também é calculável com base nos clientes (DMC).

3.2.2.4 Índices baseados em Transformadores

Esses índices são análogos aos baseados em clientes e potência, mas a base do cálculo é o número de transformadores de distribuição (T/D) do sistema atingidos em cada interrupção.

O objetivo também é determinar a duração equivalente e a frequência equivalente de interrupção.

Frequência Equivalente de Interrupção por Transformador, FET (vezes)

$$FET = \frac{\text{Soma_dos_T/D_atingidos_pelas_Interrupções}}{\text{Número_total_de_T/D_do_sistema}} \quad (12)$$

- Soma dos T/D atingidos pelas interrupções: 82 T/D
- Número total de T/D no sistema: 48 T/D
- FEP: 1,7 vezes

A Frequência Equivalente de Interrupção por Transformador, representa o número de vezes que a totalidade dos transformadores do sistema ficou sem fornecimento. Também pode se interpretar como o número de vezes que cada transformador de distribuição no sistema ficou sem fornecimento.

Duração Equivalente de Interrupção por Transformador (Horas)

$$DET = \frac{\sum \text{Duração_Interrupção} \cdot \text{T/D_atingidos}}{\text{Número_total_T/D_no_sistema}} \quad (13)$$

Representa o espaço de tempo que, em média, o total de T/D instalados no sistema considerado ficou privado de fornecimento de energia no período considerado.

- Σ Duração Interrupção * T/D atingidos: $210*48+70*8+243*2+115*7+15*17$
= 12186 (min-T/D) ou 203(Horas-T/D)
- Total T/D instalados no sistema: 48
- DET: 4,23 (Horas) ou 253,87 (min)

3.3 Qualidade do Suprimento/Fornecimento: Conformidade

Na primeira parte deste capítulo tem-se discutido a continuidade e apresentado técnicas que fazem possível a sua quantificação. Nesta seção será apresentada a conformidade ou qualidade da onda, visando o mesmo objetivo, isto é procurar técnicas que possibilitem a quantificação do nível de distorção.

A conformidade pode se entender como a capacidade do sistema elétrico de fornecer aos seus consumidores energia com tensão e frequência isentas de distorções e flutuações harmônicas. A conformidade também é referida com o nome de qualidade da onda ou qualidade do produto, em inglês é referida com o nome *Power Quality* (DOMIJAN, 1993).

Historicamente as cargas nos sistemas de distribuição eram lineares. Quando uma tensão senoidal era aplicada na carga, esta absorvia corrente senoidal. Tipicamente as cargas estavam formadas por motores, iluminação e aquecimento. Por outro lado as cargas naquele tempo não eram muito sensíveis às variações rápidas na tensão, tais como afundamentos da tensão (sag). As cargas não eram conectadas em redes interligadas e portanto o aterramento só tinha objetivos de segurança.

Na atualidade, quatro são as razões pelas quais a Conformidade ou Qualidade da Onda é mais importante:

1. A sensibilidade das cargas que hoje existem em instalações industriais, comerciais e ainda residenciais é muito maior às variações na onda de tensão do que antes. Novos equipamentos incluem tecnologia de microprocessadores e eletrônica de potência que são muito sensíveis às distorções da onda e interrupções de curta duração.
2. Na atualidade essa tecnologia sensível encontra-se alimentada por redes interligadas. Isto faz com que a sensibilidade do sistema total seja igual ou maior do que a sensibilidade do mais sensível dos elementos na rede e aumentando a pressão por um sistema de aterramento que garanta uma referência zero de tensão.
3. Os usuários estão mais preocupados com qualidade do serviço elétrico e reclamam os seus direitos.
4. O aumento de instalações baseadas na eletrônica de potência, tais como controladores de velocidade de motores e a incorporação de capacitores paralelos para correção do fator de potência nas redes elétricas, tem aumentado o nível de distorção harmônica.

A Conformidade faz referência à onda de tensão e às perturbações associadas. Considera todas as perturbações de origem técnica, menos as interrupções longas que são tidas em conta na continuidade do suprimento e que já foram discutidas na seção anterior.

Uma onda ideal de tensão deve ter uma forma senoidal de frequência 50 ou 60Hz, com amplitude especificada e invariável e deve existir simetria entre as tensões de fases nos casos de sistemas trifásicos. Quando essas características são alteradas, a onda sofre perturbações e a onda ideal já não existe. Num sistema de distribuição não é possível ter uma onda ideal, porque são muitas as fontes de distorção, mas sim é possível ter uma boa qualidade da onda, isto é, ter um suprimento que cumpra com uma conformidade determinada. Conformidade é cumprir um determinado padrão de qualidade da onda. O padrão (*standard*) determina as características da onda e o limite das diversas distorções que podem atuar sobre o sinal de tensão.

3.3.1 Padrões de Qualidade da Onda

Os padrões (*standards*) atingem a todos agentes do setor elétrico: fabricantes, distribuidoras, geradores, consumidores, consultores, pesquisadores, reguladores, etc.

Na atualidade existe uma grande preocupação pelo desenvolvimento de padrões de qualidade da onda. Os padrões devem guiar com recomendações e limites que garantam a compatibilidade entre os elementos e sistemas do usuário e as instalações onde vai ser instalado.

Uma das organizações internacionais de padronização é o IEC (*International Electrotechnical Commission*). O IEC tem definido uma classe de padrões chamados Padrões de Compatibilidade Electromagnética (*Electromagnetic Compatibility (EMC) Standards*).

Os Padrões IEC podem se classificar em :

1. Geral: Definições e terminologia (IEC 1000-1-X).
2. Meio Ambiente ou região: Características do ambiente onde os equipamentos serão instalados (IEC 1000-2-X).
3. Limites: Define os limites de emissão de distorções, toleráveis, que podem ser causadas por equipamentos conectados ao sistema de potência. Atualmente são numeradas como IEC série 1000-3-X, mas também foram chamadas IEC 555.
4. Provas e técnicas de medição: Considera os métodos de medida e as características dos equipamentos necessários nas provas de medição (IEC 1000-4-X).
5. Instalações e recomendações para diminuição de efeitos: Fornece uma guia para a aplicação de equipamentos como filtros, condicionadores de potência, supressor de sobretensões, etc. (IEC 1000-5-X).
6. Padrões de Produtos: Define os níveis de imunidade necessários para equipamentos em diversas categorias. (IEC 1000-6-X).

Desafortunadamente nem todas os padrões estão completos e escritos e ainda existem divergências na comunidade internacional na aceitação daqueles já acabados (McGRANAGHAN, 1997). Os padrões IEC são, em geral, aceitos na Comunidade Européia através do Comitê Europeu de Normalização Eletrotécnica (CENELEC) e estão sendo exigidos na fabricação de produtos destinados ao Mercado Comum da Europa. Neste sentido os países que formam a Comunidade Européia tem adotado as recomendações da IEC, especialmente no relativo a limites de emissão (IEC 1000-2-X) e às características da tensão de distribuição através da norma européia UNE-EN-50160 (AENOR, 1996).

Uma outra organização internacional que desenvolve padrões é o *Institute of Electrical and Electronics Engineer* (IEEE). Os padrões da IEEE são mais orientados para a aplicação do que para especificar requerimentos em equipamentos específicos. Os padrões da IEEE tem três níveis de aplicação: as guias, as práticas recomendadas e os padrões (*guide, recommended practice and standard*). A guia pode se entender como práticas típicas de projeto e operação.

As guias freqüentemente tem parâmetros típicos e soluções representativas de problemas encontrados em forma comum. Já as práticas recomendadas (*recommended practice*) reconhecem a existência de diversas soluções aos problemas nos sistemas de potência, mas a prática recomendada é escolhida dentre essas como a mais adequada. Nos casos em que a recomendação indica limites de operação, os limites não devem ser considerados absolutos, mas sim como objetivo de projeto.

Os padrões IEEE (*standard*) são valores e práticas adotados em consenso entre indústria, estado e usuários. Nos Estados Unidos da Norte América, alguns padrões IEEE são adotados como leis e em muitos países tem sido usados como fonte da regulamentação da qualidade da onda (GEYDT, 1991).

3.3.2 *Compatibilidade Electromagnética CEM*

Define-se a compatibilidade electromagnética como a aptidão dos elementos e sistemas para funcionar satisfatoriamente em um ambiente e sem produzir perturbações electromagnéticas intoleráveis para os elementos que se encontram na proximidade. As características que devem satisfazer os equipamentos, elementos ou sistemas para ser compatíveis encontram-se nas normas internacionais IEC 1000-3-X, onde também descrevem-se as perturbações existentes no sistemas de distribuição (IEC 1000-2-X) e os limites que se devem respeitar.

Os níveis de Compatibilidade Electromagnética coordenam a aptidão dos equipamentos para tolerar níveis de perturbação na onda de tensão (imunidade) e os níveis de perturbação máximos aceitáveis na rede do sistema de distribuição.

Na Figura 3 pode-se ver graficamente o conceito de CEM. O uso das curvas de probabilidades é adequado para explicar a CEM porque se trata de fenômenos aleatórios.

Por um lado se tem a função de probabilidade que os equipamentos, destinados a operar no sistema, apresentam para a sua imunidade ou aptidão para funcionar adequadamente em um determinado nível de distorção. Considera-se que os equipamentos apresentam 95% de probabilidade de ser imunes aos níveis de CEM adotados.

Por outro lado tem-se a função de probabilidade do nível de perturbações existente no sistema. Neste sentido, considera-se que com 95% de probabilidade, os níveis de perturbações nas redes estarão abaixo dos níveis de CEM adotados. Para conseguir que com 95% de probabilidade o nível de distorção fique baixo do nível de CEM, será necessário o controle dos usuários perturbadores.

Nas redes elétricas é impossível garantir um nível zero de perturbações, porque são muitos os fatores de distorção da onda. Por essa razão, se aceita um nível de distorção que garanta o adequado funcionamento dos equipamentos conectados à rede.

Os níveis de CEM consideram que os limites devem se cumprir durante 95% do tempo e em 95% dos pontos medidos, ou seja considera-se o aspecto aleatório relacionado para o tempo e o espaço.

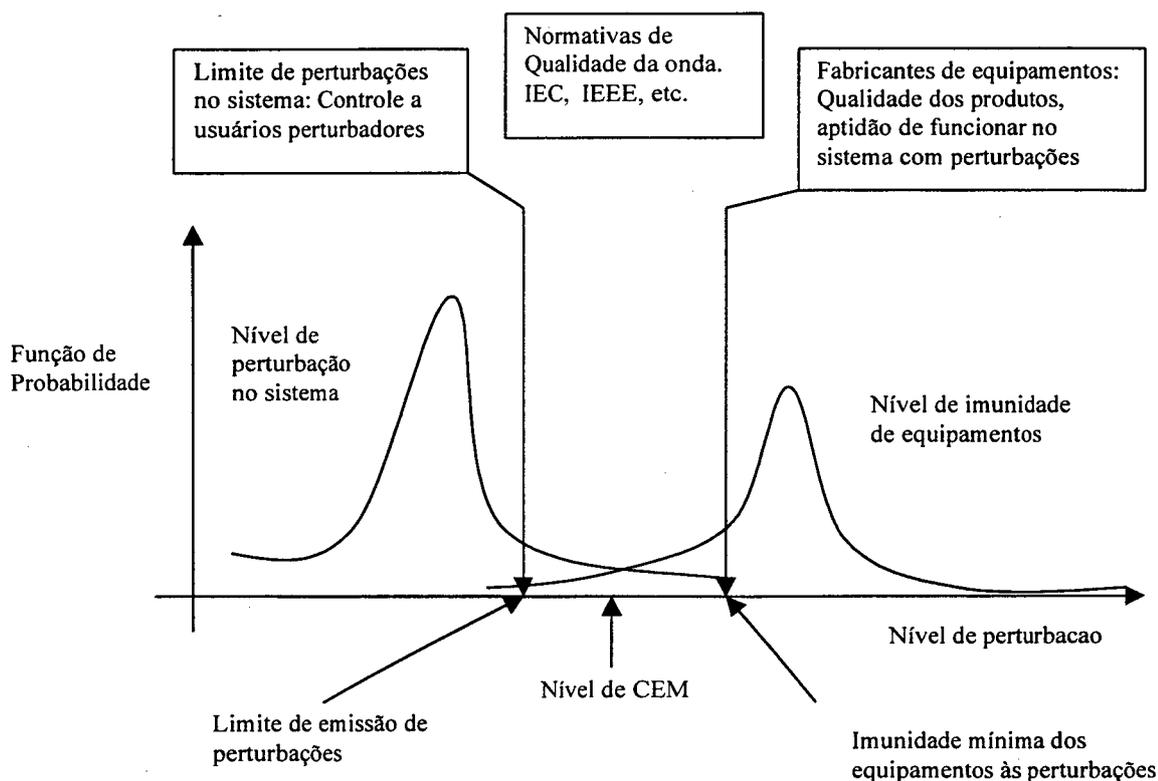


Figura 3: Conceito de compatibilidade electromagnética

3.3.3 Curvas de Aceitação da Potência (Power Acceptability Curves)

As curvas de aceitação são propostas como mecanismo de quantificação e aceitação da qualidade do fornecimento (HEYDT, 1991, HEYDT e JEWELL, 1998). Na Figura 4 mostra-se uma curva de aceitação típica.

A curva superior da Figura 4 representa o limite de sobretensões no qual a carga tem capacidade de desenvolver suas funções adequadamente. A curva inferior é o limite da capacidade de funcionamento da carga frente a interrupções e afundamentos de tensão de curta duração (sag) e longa duração. Para a curva exemplo, a carga tem capacidade para tolerar interrupções (0% de tensão) por aproximadamente 0,8 ciclos e sobretensões de 100% do valor nominal por 0,15 ciclos. Já as sobretensões e quedas de tensão de maior duração devem ser de amplitude menor para possibilitar o funcionamento da carga. As curvas de aceitação são específicas ou exclusivas para um tipo de carga, porque dependem da sensibilidade da carga às perturbações. Contudo, a curva de aceitação da potência é uma boa ajuda na especificação de condições de qualidade de fornecimento, especialmente quando tratar de clientes livres com necessidades especiais de qualidade.

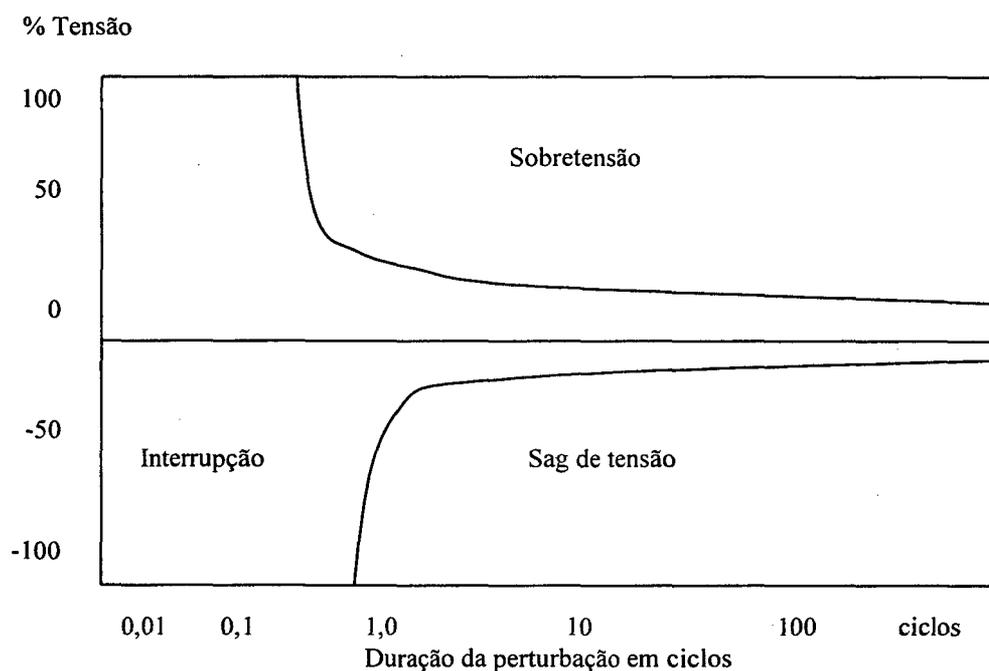


Figura 4: Curva de aceitação da potência

3.3.4 Perturbações da Onda de Tensão

Qualidade da Onda é o termo usado para se referir às várias formas de distorção da onda senoidal de tensão.

Cada vez vem se tornando essencial e obrigatório o estudo desse tema devido à proliferação de cargas geradoras de distorção dos sinais de tensão ou corrente, pela dificuldade de obter recursos para execução de obras para ampliação (o que força as concessionárias ao carregamento dos

sistemas até o limite máximo da capacidade de seus equipamentos), como também pelas pressões das novas regulamentações do setor elétrico.

É portanto fundamental estabelecer critérios de avaliação e controle das perturbações que afetam a qualidade da onda de tensão nos sistemas elétricos.

Tabela 6: Classificação das perturbações

Categoria	Espectro	Duração	Tensão
1.0 Transientes			
1.1 Impulsivos			
1.1.1 Nano Segundos	5 ns subida	Menor que 50ns	
1.1.2 Micro segundos	1 μ s subida	50 μ s até 1 ms	
1.1.3 Mili segundos	0,1ms subida	Maior que 1 ms	
1.2 Oscilatórios			
1.2.1 Baixa frequência	Menor que 5 kHz	0,3 a 50 ms	0 até 4 Pu
1.2.2 Média frequência	5 até 500 kHz	20 μ s	0 até 8 Pu
1.2.3 Alta frequência	5 kHz até 5 MHz	5 μ s	0 até 4 Pu
2.0 Variações curta duração			
2.1 Instantâneas			
2.1.1 Interrupções		0,5 até 30 ciclos	< 0,1 Pu
2.1.2 Sag (dip)		0,5 até 30 ciclos	0,1 até 0,9 Pu
2.1.3 Swell		0,5 até 30 ciclos	1,1 até 1,8 Pu
2.2 Momentâneas			
2.2.1 Interrupções		30 ciclos - 3seg	< 0,1 Pu
2.2.2 Sag (dip)		30 ciclos - 3seg	0,1 até 0,9 Pu
2.2.3 Swell		30 ciclos - 3seg	1,1 até 1,4 Pu
2.3 Temporárias			
2.3.1 Interrupções		3 seg até 60 seg	< 0,1 Pu
2.3.2 Sag (dip)		3 seg até 60 seg	0,1 até 0,9 Pu
2.3.3 Swell		3 seg até 60 seg	1,1 até 1,2 Pu
3.0 Variações longa duração			
3.1 Interrupções longas		Maior que 1 min	0,0 Pu
3.2 Sub tensão		Maior que 1 min	0,8 – 0,9 Pu
3.3 Sobre tensão		Maior que 1 min	1,1 – 1,2 Pu
4.0 Desequilíbrio de tensão		Estacionário	0,5 até 2 %
5.0 Distorções da onda			
5.1 Componente dc		Estacionário	0 até 0,1%
5.2 Harmônicos	0 até 100 harmônico	Estacionário	0 até 20%
5.3 Inter harmônicos	0 – 6 kHz	Estacionário	0 – 2%
5.4 Notching		Estacionário	
5.5 Ruído	Toda a banda	Estacionário	0 – 1%
6.0 Flutuações de tensão	Menores que 25 Hz	Intermitentes	0,1 – 7%
7.0 Variações de frequência		< 10 seg	

Uma primeira tarefa nesse objetivo é identificar, classificar e definir as perturbações presentes na redes de distribuição. A Tabela 6 apresenta a classificação adotada na referência (DOGAN et al., 1996). Essa tabela é útil para perceber a grande quantidade de fenômenos perturbadores da qualidade da onda em redes elétricas. Contudo, a classificação da Tabela 6 difere da classificação adotada para fins de regulamentação, especialmente porque as interrupções longas são classificadas

a partir de um minuto, enquanto as regulamentações consideram, tradicionalmente, interrupções longas aquelas com mais de 3 minutos de duração.

3.3.5 Perturbações de Curta Duração: Sags

O sag de tensão (dip, segundo o padrão IEC) é uma redução ou diminuição do valor rms da tensão de curta duração (0,5 ciclos até 60 segundos). Geralmente é causado por falhas (curto circuito) na rede de distribuição ou de transmissão. Na Figura 5 pode se observar que o cliente A sofrerá um sag de tensão e uma interrupção quando o religador R1 abrir. O sag é causado pela elevada corrente na linha, durante o tempo que a falha no alimentador 1 permanece. Esse tempo depende do ajuste da proteção de R1. O cliente B também sofrerá o sag causado pela falha no alimentador 1, mas não será atingido pela interrupção causada pelo religador R1.

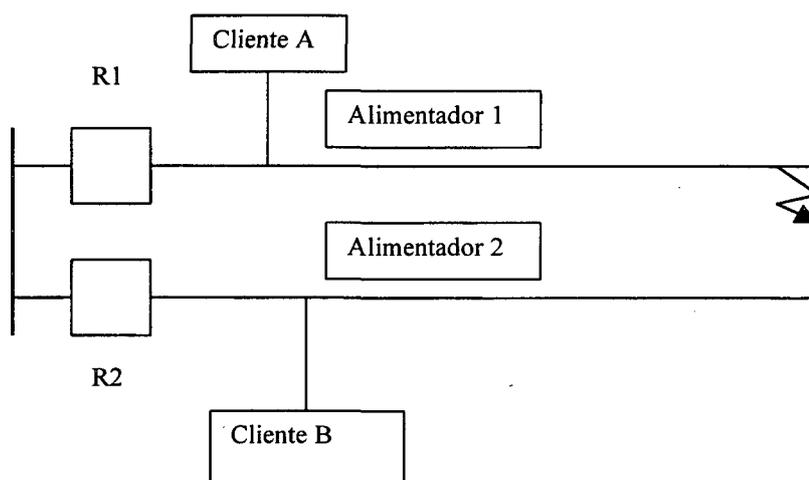


Figura 5: Exemplo de sag em alimentador de distribuição

Uma outra fonte geradora de sag de tensão é a partida de motores e de cargas de grande potência. A partida de um motor de indução tem a característica de absorver de 6 a 10 vezes a corrente nominal. O fluxo dessa corrente através da impedância do sistema causa um sag de tensão que pode motivar o desligamento de contactores ou relés, diminuir a luminosidade e deteriorar equipamentos sensíveis. Entretanto esses tipos de sag tem durações mais longas e geralmente são causados no interior das instalações do cliente, especialmente industriais. Em (KOVAL et al., 1992) amostram-se os resultados de uma pesquisa de opinião e medidas de campo em indústrias agrárias do Canadá que explica a presença de sag nos setores rurais desse país. Uma das conclusões indica que parte importante dos sag nesses setores podem ser causados pela operação de motores.

Uma das atuais linhas de pesquisa em matéria de qualidade da onda é a caracterização dos sag trifásicos e não retangulares, ou seja sag para os quais a classificação da Tabela 6 não é suficiente,

sendo necessário maiores especificações (BROOKS, et al., 1998a), especialmente quando tratar de definir responsabilidade em contratos (BROOKS e SUNDARAM, 1998b).

A presença de sags nos sistemas elétricos causa, dependendo da sua severidade, os seguintes problemas nos equipamentos de clientes: mau funcionamento de sistemas eletrônicos de controle e proteção, parada de motores, perda de memória nos equipamentos computacionais, diminuição da luminosidade, desligamento de lâmpadas de arco elétrico, etc.

3.3.6 Perturbações de Curta Duração: Swell

O Swell é um acréscimo no valor rms da tensão de mais de 10% e menos de 80% com duração entre 0,5 ciclos e 1 minuto. Como no caso do sag, o swell está relacionado com a ocorrência de falhas no sistema elétrico, mas a presença do swell é menos freqüente que a do sag. Uma das causas do swell é a ocorrência de falhas monofásicas nos sistemas de distribuição, porque nesse tipo de falha as fases sem defeitos apresentam uma sobretensão durante o tempo que a falha existe no sistema. A severidade do swell depende do aterramento do sistema de distribuição, sendo que no caso de alimentadores com múltiplo aterramento, uma falha monofásica causará swells de valores variáveis dependendo da proximidade ao ponto da falha. Uma outra causa do swell é o desligamento de cargas ou a conexão de bancos de capacitores de grande potência.

A presença de swell nos sistemas elétricos pode ocasionar funcionamento errado de equipamentos eletrônicos e danificar os sensíveis circuitos de sistemas computacionais (SABIN e SUNDARAM, 1996).

3.3.7 Perturbações de Curta Duração: Interrupções

As interrupções de curta duração podem ser explicadas pela atuação das proteções do sistema de distribuição.

As falhas em sistemas elétricos são temporárias ou permanentes.

- Falhas temporárias são falhas que não resultam em dano permanente do isolamento. Geralmente são causadas pela queda de raios ou pela poluição em isoladores. Também podem ser resultado de algum animal ou pássaro nas linhas de distribuição.
- Falha permanente é uma falha que precisa que pessoal especializado trabalhe na área para consertar os danos que a falha ocasionou no sistema.

Nos sistemas de proteção de alimentadores de distribuição, costuma-se usar religadores. O religador tem como objetivo interromper a corrente de falha, ficar aberto uns ciclos ou segundos e

fechar. Se a falha persiste, o religador abre. Também é costume em distribuição o uso de fusíveis alocados a jusante do religador e coordenados com a operação do religador para resguardar o fusível das interrupções temporárias. Esta seqüência de operação permite que as falhas temporárias não provoquem falhas de longa duração nos clientes a jusante do fusível, e ocasionam interrupções de curta duração em clientes não afetados diretamente pela falha.

A interrupção de curta duração é causada pela operação do religador visando resguardar os fusíveis que ficam a montante da falha e a jusante do religador.

Na atualidade, a interrupção de curta duração é intensamente criticada pelos clientes urbanos, sendo que a sensibilidade dos clientes rurais é menor. Por esta razão muitas empresas distribuidoras tem adotado a prática de não religar nas áreas urbanas, mas apenas em áreas rurais (KOVAL et al., 1992). Entretanto esta prática tem incrementado as interrupções de longa duração, porque falhas temporárias são isoladas pelos fusíveis, sendo necessária a intervenção de pessoal de linha para a reposição do suprimento elétrico na área atingida.

3.3.8 Quantificação das Perturbações de Curta Duração

Na atualidade não existe norma ou recomendação para as perturbações como sag, swell e interrupções de curta duração e portanto não são limitadas. A maioria das recomendações internacionais apenas apresentam valores estimativas das ocorrências, mas não estabelecem valores limites a serem respeitados. Uma das dificuldades ao tratar com os sag, swell e interrupções de curta duração, é sua natureza aleatória, o que faz com que distintos sistemas apresentem valores muito diferentes de ocorrência dessas perturbações. Uma outra dificuldade é o processamento e a apresentação da informação registrada, sendo conveniente a adoção de índices que resumam o registro de eventos. Neste sentido, em (BROOKS et al., 1998a) é proposta uma metodologia para o cálculo de índices de variações rms. Estes índices baseiam-se na quantificação do número de consumidores atingidos por uma determinada classe de evento relativamente ao número de clientes do conjunto considerado.

Frequência Equivalente de Variações rms do Sistema SARFI_x (System Average RMS Variations Frequency Index SARFI_x)

O SARFI_x representa o número médio de eventos de variações rms sofridas por cliente no período considerado. O subíndice x representa a amplitude ou afundamento da variação, o que possibilita apurar sag, swell ou interrupções.

$$SARFI_x = \frac{\sum N_i}{N_T} \quad (14)$$

onde:

- x é o limite para amplitude ou afundamento da tensão, com valores possíveis iguais a 140, 120, 110, 90, 80, 70, 50 e 10%.
- N_i é o número de consumidores atingidos pela perturbação i de curta duração. Com amplitude maior que $x\%$ para $x > 100$ ou menor que $x\%$ para $x < 100$.
- N_T é o número de consumidores servidos no sistema considerado.

É importante observar que o $SARFI_x$ é definido para cada valor limite de tensão. Por exemplo, se a distribuidora tem clientes sensíveis a sag maiores que 70%, então para essa distribuidora será apropriado o cálculo de $SARFI_{70\%}$, o que representará o valor esperado de sag maiores do que 70% que um cliente no seu sistema poderia sofrer.

A duração dos sag, swell ou interrupções é considerada conforme a classificação da Tabela 6 em instantâneas, momentâneas e temporárias, sendo então possível definir o índice $SARFI_x$ para cada classe.

A apuração dos índices propostos precisa de suposições que possibilitem a contagem dos clientes atingidos por um evento e em um dado nível de amplitude ou afundamento da tensão. Para o caso das interrupções essa tarefa é simples devido à característica de alimentadores radiais em distribuição. No caso dos sag e swell será preciso estabelecer áreas onde a tensão pode se supor uniforme. Estabelecidas as áreas, é possível agrupar os clientes atingidos por cada perturbação. Contudo, os índices propostos são uma boa forma de quantificar o nível de perturbações de curta duração.

3.3.9 Desequilíbrio de Tensão

Os desequilíbrios de tensão surgem em função das cargas no sistema elétrico serem distribuídas desigualmente entre as fases, provocando o aparecimento de tensões desequilibradas (ALVES e De SOUSA, 1997). O nível de desequilíbrio de tensão pode se definir como o quociente entre o valor da tensão com maior desvio em relação ao valor médio das três fases, e o valor médio das fases, expresso em porcentagem. Também pode se quantificar usando componentes de seqüência, sendo nesse caso definido como o quociente da componente de seqüência negativa V_2 (ou zero V_0) e da

componente de seqüência positiva V_1 (DUGAN et al. 1996). O fator de desequilíbrio de tensão é definido como:

$$K = \frac{V_1}{V_2} \cdot 100 \% \quad (15)$$

As tensões desequilibradas comprometem os motores de indução e os conversores estáticos. Já as correntes desequilibradas, quando altas, tem influência significativa no funcionamento de geradores porque provocam aquecimento da máquina.

3.3.10 Flutuações de Tensão e o Fenômeno de Cintilação (Flicker)

Alguns tipos de carga, em função das correntes absorvidas, provocam flutuações de tensão. Essas flutuações podem ser variações aleatórias, repetitivas ou esporádicas.

Freqüentemente a flutuação de tensão é chamada cintilação ou flicker, mas para ser tecnicamente correto, a flutuação de tensão é um fenômeno eletromagnético, enquanto a cintilação é um resultado não desejado da flutuação. Contudo, nas normas e padrões, a terminologia cintilação, flicker e flutuações de tensão são usadas para se referir ao mesmo fenômeno eletromagnético.

As flutuações de tensão podem ser consideradas como uma envoltória modulando a onda de 50 ou 60 Hz. A envoltória e a amplitude da flutuação são determinadas pelo comportamento de cargas em operação. Essa envoltória pode ser analisada como uma tensão flutuante separada da tensão portadora através de um analisador de cintilação.

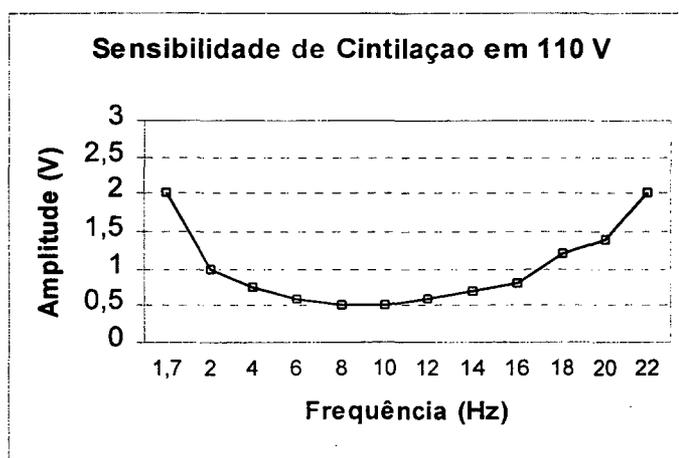


Figura 6: Sensibilidade de cintilação em 110 volts (GEYDT, G. 91)

O analisador de cintilação, executa a desmodulação da tensão de suprimento e através da ponderação da tensão modulada pela característica de sensibilidade do conjunto lâmpada, olho,

cérebro e fornece um valor representativo da sensação do incômodo visual provocado pela flutuação.

Fontes de flutuações de tensão são fornos a arco, máquinas de solda, laminadores, ferrovias e partidas repetitivas de motores.

As flutuações de tensão provocam sensação de incômodo visual que depende da amplitude e da frequência da flutuação. Flutuações de amplitude de 0,5 volts a 8,8 Hz são reportadas incômodas por 10% da população sujeita a experiências. A Figura 6 mostra a curva de sensibilidade para sistemas de 110 volts obtida da referência (GEYDT, 1991) enquanto na Figura 7 mostra-se a mesma curva de sensibilidade, mas para 230 volts e de acordo com o padrão IEC 868 adotado pela Espanha na norma UNE-EN-60868 (AENOR, 1995).

O padrão IEC 868 de 1986 tem todas as especificações funcionais e de projeto para a construção do analisador de cintilação ou medidor de flicker.

Para a quantificação da severidade da cintilação, são definidos dois índices: o índice de severidade de cintilação de curto prazo, P_{st} , e o índice de severidade de cintilação de longo prazo, P_{lt} .

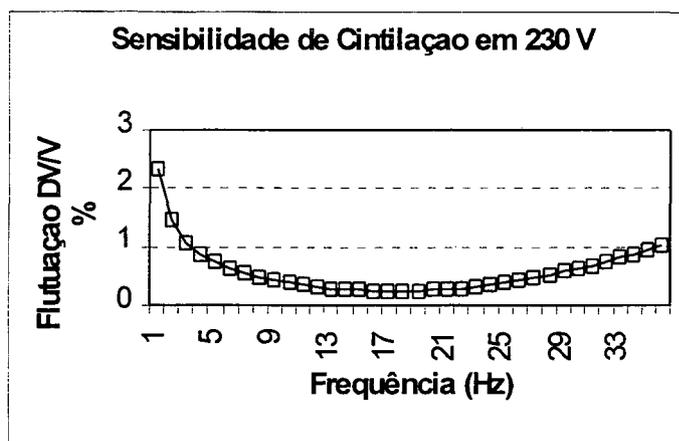


Figura 7: Sensibilidade de cintilação em 230 volts (AENOR, 1995)

A severidade de cintilação quantificada em termos de P_{st} e P_{lt} é calculada segundo uma função de probabilidade acumulada, que é aproximada mediante a curva de frequências relativas de cada classe de flutuações de tensão. A amplitude da flutuação de tensão é dividida em classes e um contador para cada classe registra o número de vezes que cada nível de flutuação acontece. Com essa informação é possível construir a função de probabilidade acumulada das durações de cada classe de nível de cintilação.

Os índices de severidade de curto e longo prazo são calculados segundo:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314 \cdot P_{0,1} + 0,0525 \cdot P_{1s} + 0,0657 \cdot P_{3s} + 0,28 \cdot P_{10s} + 0,08 \cdot P_{50s}} \quad (16)$$

$$P_{ll} = \sqrt[3]{\sum_{i=1}^N \frac{P_{sfi}^3}{N}} \quad (17)$$

onde $P_{0,1}$, P_{1s} , P_{3s} , P_{10s} e P_{50s} , são as probabilidades de que o nível de cintilação supere os valores da curva de sensibilidade durante 0,1; 1; 3; 10 e 50% do tempo do período de observação. Os números 0,0314; 0,0525; 0,0657; 0,28 e 0,08 são fatores de ponderação que representam a resposta humana ao efeito cintilação. O sub índice s indica que devem se usar valores ponderados das probabilidades.

Para o cálculo do índice de severidade de longo prazo, usam-se as N medidas P_{sti} obtidas no período de medição.

3.3.11 Variações de Tensão de Longa Duração (Regulação da tensão)

As empresas distribuidoras procuram manter a tensão de serviço em MT e BT dentro de limites estabelecidos que garantam o funcionamento adequado das cargas. Em condições de emergência e por períodos curtos de tempo, as cargas podem admitir desvios da tensão nominal em percentagens de + 6% e -13% (DOGAN, et al., 1996), mas evidentemente o melhor desempenho das cargas tem-se na tensão nominal. Para esse objetivo as distribuidoras investem em obras e equipamentos como troca de bitolas, instalação de capacitores paralelo ou série, instalação de reguladores de tensão, nova distribuição de cargas, etc.

Os problemas de regulação de tensão em sistemas de distribuição tem explicação, basicamente, na existência de impedância entre a fonte e a carga. Se não existe equipamento de regulação, quando a demanda é alta, a tensão na carga é baixa porque a corrente na linha provoca uma queda de tensão $\Delta V = I_L R + I_L X$, onde X e R são os parâmetros da linha e I_L é a corrente na linha. Por outro lado, quando a demanda é pequena a tensão na carga é alta.

As subtensões permanentes também tem por causa a redução da tensão de suprimento com fins de diminuir a demanda nas horas de pico (SABIN e SUNDARAM, 1996).

As soluções para os problemas de regulação de tensão consideram a compensação da corrente e/ou da impedância da linha e, basicamente, são:

- Instalação de reguladores de tensão.
- Instalação de capacitores em paralelo para reduzir a componente indutiva da corrente de linha.
- Instalação de capacitores em série para tornar nula ou reduzir a componente indutiva da impedância de linha.
- Troca de bitola para reduzir a impedância da linha.

- Troca do transformador de serviço para reduzir a impedância entre a fonte e a carga.
- Instalação de capacitores estáticos de potência, cujo objeto é reduzir a corrente indutiva da linha, mas com maior rapidez do que no caso de capacitores convencionais.

A classe de regulador de tensão mais típico é o regulador com mudança de tap automático que pode regular $\pm 10\%$ em 32 passos. São unidades trifásicas em subestações AT/MT, enquanto em alimentadores de distribuição costuma-se usar unidades monofásicas conectadas em bancos delta ou estrela. O regulador monofásico é um auto-transformador com capacidade de mudar de tap em carga, mantendo a tensão dentro de uma banda especificada. Contudo, os reguladores de tensão de distribuição são lentos. A demora da mudança de tap quando a tensão sai da banda é no mínimo de 15 segundos e portanto não são adequados para variações rápidas de tensão, mas sim para aliviar as subtensões por carga excessiva nas horas de pico. Nessas condições a instalação de reguladores de tensão possibilita adiar outros investimentos maiores como troca de bitola, novos alimentadores ou subestações AT/MT.

Dentro dos ajustes do controle do regulador encontra-se a compensação de queda de linha LDC (*Line Drop Compensation*). O LDC é um sistema que permite que o regulador siga a corrente de carga tentando compensar a queda de tensão que esta provoca na linha. Com o LDC é possível ajustar uma tensão fixa remota a jusante do regulador diminuindo as flutuações de tensão devidas à carga. O controle simula a impedância da linha que fica a jusante e com o valor medido da corrente calcula a tensão que precisa entregar na saída para manter a tensão fixa no ponto remoto. Também pode se ajustar sem LDC, mas nesse caso a tensão dos clientes próximos ao regulador poderia ser alta enquanto a dos clientes distantes será baixa. A Figura 8 mostra o perfil de tensão com e sem LDC.

Uma outra solução muito usada em distribuição é a instalação de capacitores em paralelo nas linhas de distribuição. O capacitor paralelo além de melhorar o perfil de tensão, tem a vantagem de reduzir as perdas e melhorar o fator de potência do alimentador. Também são de baixo custo, fazendo com que hoje em dia sejam uma solução comum nos sistemas de distribuição.

A porcentagem da Acréscimo na tensão pela conexão do capacitor é fixa e, portanto, às vezes precisa-se de controle para o desligamento nas horas de baixa demanda. Essa prática, como já foi discutido, pode ser causa de problemas de sag e swell. A conexão de capacitores paralelos nos sistemas elétricos também pode ocasionar outros problemas de conformidade relacionados com harmônicos.

No caso da compensação com capacitores série, o Acréscimo de tensão é variável com o nível de carga. Com zero carga o Acréscimo causado pelo condensador é zero e aumenta com o nível de carga. Esses tipos de capacitores não precisam ser desligados como resposta às mudanças da carga

e os valores de kVAr e kV são menores do que no caso de capacitores paralelo. Apesar dessas características desejáveis, os capacitores série tem desvantagens em relação aos paralelos, o que tem desativado a sua aplicação nos sistemas de distribuição. Algumas dessas desvantagens são:

- A redução de perdas produzida pela compensação série é menor do que a que pode ser obtida com compensação paralela.
- A compensação série não fornece potência reativa para as cargas e apenas compensa a parte reativa da linha.
- O capacitor série não pode tolerar correntes de falta porque resultaria em sobretensões catastróficas.

Existem outras considerações que devem ser feitas na hora de decidir se a instalação de capacitor série é a melhor solução para problemas de regulação de tensão. Essas considerações incluem efeitos de ressonância, probabilidade de falhas, disponibilidade de unidades para manutenção, etc. Devido a essas considerações e especialmente a disponibilidade de soluções de menor relação custo/benefício, o uso de capacitores série em distribuição é ainda limitado.

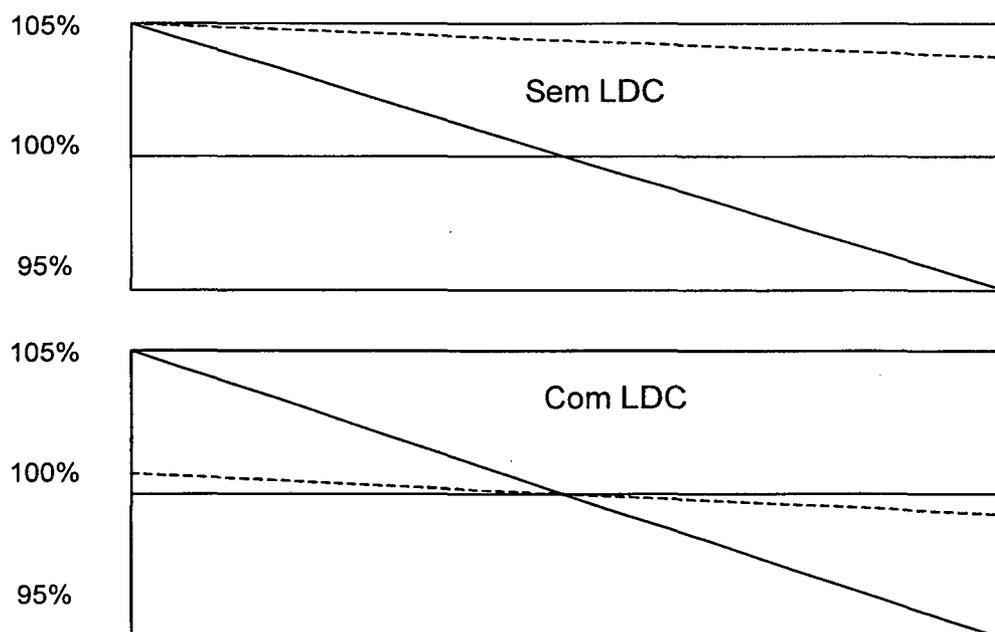


Figura 8: Correção do perfil de tensão usando regulador com e sem ajuste do LDC

3.3.12 Distorções Harmônicas da Onda de Tensão e Corrente

Tensões harmônicas são as tensões presentes na rede cuja frequência é múltiplo da frequência nominal do sistema elétrico (50 ou 60 Hz). As tensões harmônicas são causadas pela presença de

cargas não lineares que absorvem corrente não senoidal e que, ao estar presente na rede, deformam a sinal de tensão. Na atualidade o problema de harmônicos em redes elétricas está presente em baixa, média e alta tensão, sendo mais intenso quanto mais próximo estão as cargas perturbadoras. Em (MORALES e JAQUES, 1998) apresentam-se medidas de campo que mostram o alto nível de distorção da corrente em redes de baixa tensão. A principal recomendação do estudo é a de usar no neutro das redes BT bitolas de seção maior ou igual a da fase, para evitar o aquecimento excessivo provocado pelas correntes harmônicas de seqüência zero no neutro do sistema.

As tensões harmônicas afetam negativamente aos equipamentos de controle e proteção, podem provocar sobreaquecimento em motores e condensadores, aumento das perdas, erros na medição de energia elétrica, interferências nas comunicações, etc. (WAGNER et al., 1993).

Nos motores, as tensões e correntes harmônicas provocam sobreaquecimento pelo incremento das perdas no ferro e cobre. Também podem se produzir efeitos no desenvolvimento de torque pulsativo e barulho maior do que no caso de funcionamento à freqüência fundamental.

Nos transformadores as harmônicas provocam barulho e aquecimento devido ao incremento das perda no cobre, pela corrente e no ferro, pela tensão. O resultado global é perda de vida útil ou a necessidade de diminuir a carga máxima aplicável ao transformador (*derating*) para manter a vida útil esperada.

Nos cabos de potência (*Power cables*), a presença de harmônicos pode ocasionar ressonância fazendo a tensão se elevar até valores perigosos. Também neste caso as perdas são incrementadas pelo efeito *skin* e a indutância mutua entre fases o que faz com que a resistência do cabo seja maior (PALMER et al. 1993). No padrão IEEE 519 apresentam-se curvas para o *derating* dos cabos expostos a distintos níveis de carga não linear (IEEE Std. 519).

A presença de capacitores paralelo nos sistemas de distribuição com elevado nível de cargas não lineares, pode provocar o efeito de ressonância. A ressonância paralela acontece quando a indutância do sistema e a capacidade do capacitor são iguais para alguma freqüência. Se a ressonância de conjunto indutância do sistema e capacitância do capacitor acontece para uma freqüência harmônica presente no sistema, a corrente harmônica oscilará entre o capacitor e a indutância do sistema, gerando distorções da tensão e interferência nas comunicações. Por outro lado a reatância do capacitor decresce com o aumento da freqüência e, portanto, o capacitor é um caminho de baixa impedância para os harmônicos de freqüências altas, o que provoca um aquecimento e perda de vida útil do capacitor.

Em medidores de energia elétrica, podem se apresentar problemas ocasionados por sobretensões, especialmente no caso de ressonância. No caso de medidores baseados no princípio do disco de indução, erros nas medidas podem se apresentar porque o medidor geralmente só mede a corrente

fundamental. Os erros de medida podem ser positivos ou negativos, dependendo do tipo de medidor e dos harmônicos predominantes. Também têm sido reportados erros na medida de energia reativa (FILIPSKI e LABAJ, 1992).

A quantificação de nível de distorção harmônica é feita geralmente usando a Distorção Harmônica Total THD (*Total Harmonics Distortion*) de corrente e tensão. Também é usada a razão entre cada harmônica e a fundamental. Com objetivos de regulamentação, o número de componentes harmônicas de corrente ou tensão é limitado e em alguns casos considera-se o valor rms da corrente em vez do valor da componente fundamental para a quantificação do nível de distorção (IEEE Std. 519, 92).

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{n=Max} M_n^2}}{M_1} \quad (18)$$

onde M_n é o valor rms do harmônico da ordem n da quantidade M (corrente ou tensão).

As principais recomendações relativas aos harmônicos são o padrão IEEE 519 (IEEE Std. 519) e as normas e recomendações IEC, especialmente a 1000-3-X.

O padrão IEEE 519 fornece limites para o nível de harmônicos no ponto comum de conexão da entrada do serviço do cliente. O enfoque é limitar as correntes com distorção no ponto comum de conexão em função do tamanho relativo da carga, e as tensões em função do nível de tensão (KEY LAI, 1993). O padrão IEEE 519 não fornece limites individuais para equipamentos específicos, exceto quando o equipamento for o único perturbador no ponto comum de conexão.

As normas IEC propõem diversas abordagens para o cálculo dos limites individuais e dos níveis de contribuição global permitidos aos consumidores ligados a um determinado nível de tensão. A contribuição global permitida é repartida entre os consumidores de acordo com a sua dimensão relativamente a capacidade de alimentação da rede. Estas normas, e outras ainda em elaboração, estão a servir de base ao Comitê Europeu de Normalização Eletrotécnica (CENELEC) para propor as correspondentes normas de cumprimento obrigatório nos países membros da Comunidade Européia.

Por exemplo o padrão UNE-EN-61000-3-2 (AENOR, 1997), é uma norma de fabricação visando a limitação de harmônicos gerados por equipamentos a serem usados nas redes de elétricas de baixa tensão. A sua aceitação é internacional e particularmente na Comunidade da Europa e nos Estados Unidos de América, onde o interesse por participar no mercado comum da Europa tem feito aos fabricantes de equipamentos adotá-las como norma de fabricação (SOUSA et al., 1997). Em UNE-EN-61000-3-2 consideram-se quatro classes de elementos com características de 220 a 415 volts e

de 0 até 16 ampères por fase. Cada classe considera determinado grupo de elementos e determina limites para as potenciais distorções.

Uma das tarefas complexas para as distribuidoras é a quantificação do nível de distorção nas redes. Com esse objeto, as distribuidoras investem em registradores que armazenam grande quantidade de dados, sendo preciso processar estatisticamente estas informações.

Em (SABIN et al., 1998) é proposta a seguinte metodologia para o processamento estatístico dos dados registrados.

A Figura 9 mostra a variação do nível de distorção harmônica da tensão V_{THD} (*Voltage Total Harmonics Distortion*) para uma semana de registro em um setor residencial em 13,2 kV.

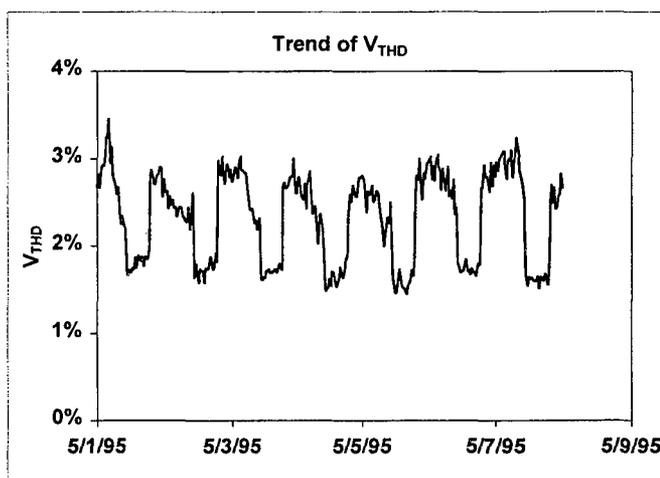


Figura 9: Variação do nível de distorção harmônica de tensão V_{THD} no tempo

O gráfico da Figura 9 mostra a natureza cíclica da distorção, mas ainda que útil não fornece informação de quanto tempo um dado nível de distorção (por exemplo o padrão IEEE 519) foi ultrapassado.

Uma maneira útil de resumir a informação de distorção é construir um gráfico de frequências ou histograma.

A Figura 10 mostra o histograma para um mês de registro de distorção no mesmo ponto do caso anterior. Dois máximos nos níveis de distorção são claramente observáveis, salientando a natureza bi-modal da distorção harmônica da tensão.

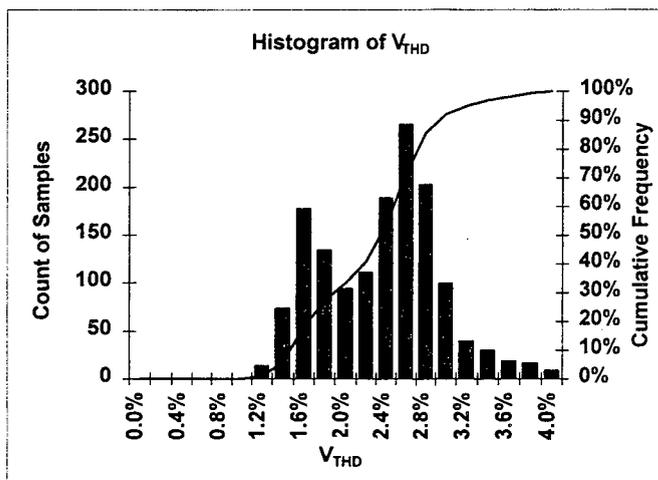


Figura 10: Histograma de ocorrências de distorções harmônicas de tensão V_{THD}

Um outro gráfico de interesse é a curva ou histograma de frequência acumulada que apresenta informação dos valores menores que um determinado nível de distorção. A curva de frequência acumulada da Figura 11 mostra o valor percentual 95% (CP95) que representa o valor que não é superado em 95% dos casos registrados.

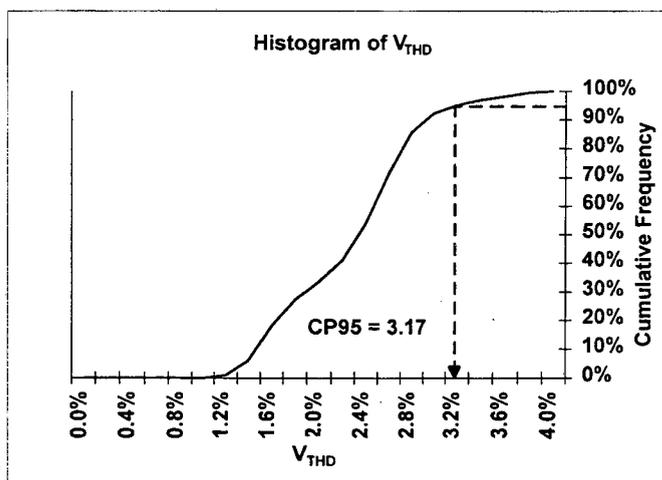


Figura 11: Frequência acumulada e valor de percentual 95% (CP95%) de distorção harmônica de tensão

No caso exemplo, durante 95% do tempo de registro, o nível de distorção V_{THD} é menor que 3,17% para o ponto de medida. O CP95 anterior possibilita quantificar o nível de distorção para um ponto de registro, mas não permite a avaliação do nível de distorção para um conjunto de pontos ou ainda para um sistema de distribuição.

Se a distribuidora efetua registros simultâneos no sistema para avaliar a qualidade da onda, é possível realizar uma estatística dos valores CP95 e resumir o nível de distorção do sistema ou do conjunto considerado em um indicador único para o conjunto.

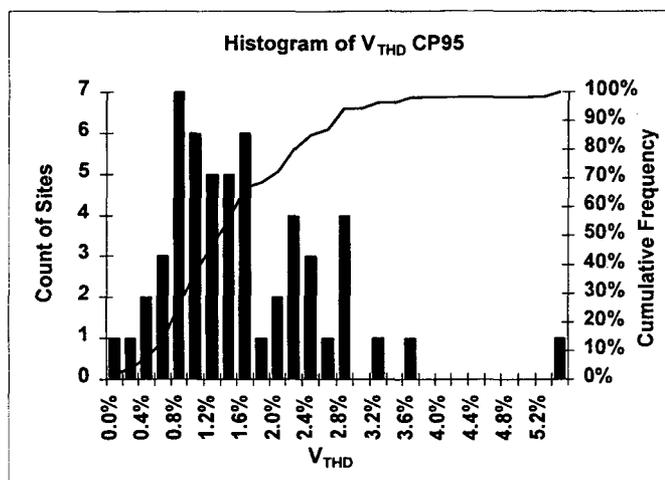


Figura 12 : Histograma de CP95 de distorção harmônica de tensão em 54 pontos e um mês de registro

A Figura 12 apresenta o gráfico de frequência e a curva de frequência acumulada dos valores CP95 de 54 pontos de registro. Ainda que existam três pontos CP95 maiores do que V_{THD} 3%, para o conjunto espacial de pontos considerado, o V_{THD} é menor que 3% durante 95% do tempo de registro. Neste caso o CP95 de valor 3% considera tanto o fator temporal quanto o fator espacial.

3.4 Qualidade da Atenção Comercial

O negócio de distribuição de energia elétrica considera várias atividades diretamente relacionadas com o cliente: solicitação de conexão, atendimento de emergência, faturamento, atendimento de reclamações, manutenção de medidores, atenção telefônica, etc. Por outro lado, a eletricidade é hoje vista como um produto e um serviço com características definidas. A qualidade da atenção comercial é um assunto que está tendo muita importância na nova regulação, porque a sociedade toda exige melhores serviços e melhor atenção comercial. A nova regulação do setor elétrico deve considerar a regulamentação explícita do nível de qualidade da atenção comercial e uma forma adequada de fazê-lo é mediante o uso de índices de atenção comercial.

Os índices atualmente em uso em distribuidoras bolivianas (BOLÍVIA, 1994) para o controle da qualidade da comercial são apresentados a seguir.

3.4.1 Reclamações dos Consumidores

As reclamações dos consumidores podem ser avaliadas usando os índices de reclamações técnicas, IRT, e reclamações comerciais, IRC.

O índice de reclamações técnicas é o quociente entre o total de reclamações de natureza técnica e o número total de clientes. Pode-se expressar em por unidade, por cem ou por mil dependendo da sua ordem de magnitude. Exprime o número de reclamações (insatisfação) em cada cem clientes.

$$IRT = \frac{N^{\circ} \text{ Total de reclamações técnicas} \cdot 100}{N^{\circ} \text{ total de clientes do conjunto}} \quad (19)$$

Por outro lado o índice de reclamações comerciais é o quociente entre a quantidade de reclamações comerciais e o número total de clientes, expresso em por cem.

$$IRC = \frac{N^{\circ} \text{ Total de reclamações comerciais} \cdot 100}{N^{\circ} \text{ total de clientes do conjunto}} \quad (20)$$

As reclamações comerciais não incluem as referidas interrupções do fornecimento de energia elétrica que já foram consideradas como índices técnicos.

3.4.2 Faturamento

O processo de faturamento pode ser expresso através dos índices de qualidade do faturamento, IQF, e de faturamento por estimativa, IFE.

O índice de qualidade do faturamento é calculado como a relação entre o número de contas faturadas mais de uma vez devido a erros pelo total de contas emitidas no período considerado. Pode se expressar em por cem ou mil, dependendo da ordem de magnitude. Representa a quantidade de faturas com erros em cada mil emitidas.

$$IQF = \frac{N^{\circ} \text{ Total de Contas refaturadas} \cdot 1000}{N^{\circ} \text{ total de contas emitidas no último mes do periodo}} \quad (21)$$

O índice de faturamento por estimativa, IFE, representa a quantidade de faturas emitidas por estimativas em cada mil faturas emitidas.

O cálculo do índice é feito segundo a expressão a seguir:

$$IFE = \frac{N^{\circ} \text{ Total de Contas Estimadas} \cdot 1000}{N^{\circ} \text{ total de contas emitidas no último mes do periodo}} \quad (22)$$

3.4.3 Tempos de Atendimento ao Cliente

Estes índices estão orientados ao cálculo e controle dos tempos com que os clientes são atendidos pela distribuidora. Consideram-se tempos para atenção das reclamações técnicas, reclamações comerciais e prestação de serviços regulamentados.

O tempo médio de atenção de reclamações técnicas, $TMAT$, é a média aritmética dos tempos usados para atender reclamações técnicas. Considera o tempo compreendido entre a hora de recepção da reclamação e a hora de completa normalização do fornecimento da energia. O seu valor é calculado dividindo a soma de tempos de atendimento pelo número total de atendimentos de reclamações técnicas.

$$TMAT = \frac{\sum_{i=1}^n TART_i}{n} \quad (23)$$

onde n é o número de atendimentos técnicos no período considerado e $TART_i$ é o tempo transcorrido entre a hora da reclamação técnica e a normalização do suprimento de energia elétrica do atendimento i . Esse tempo só considera aquele de responsabilidade da distribuidora.

O tempo médio de atendimento de reclamações comerciais, $TMAC$, é a média aritmética dos tempos usados pela distribuidora para o atendimento dessas reclamações. É calculado dividindo a soma dos tempos compreendido entre a hora de recepção da reclamação e a hora de solução da reclamação.

$$TMAC = \frac{\sum_{i=1}^n TARC_i}{n} \quad (24)$$

onde n é o número de atenções de reclamos comerciais atendidos no período e $TARC_i$ é o tempo de atenção de cada reclamação comercial.

O tempo médio de atendimento de solicitações de serviços, $TMAS$, exprime o tempo médio com que a solicitações dos clientes são atendidas pela distribuidora. O $TMAS$ é calculado dividindo a soma dos tempos usados pela distribuidora para atender cada solicitação de serviço pelo número de serviços atendidos no período de análise.

$$TMAS = \frac{\sum_{i=1}^n TAS_i}{n} \quad (25)$$

onde n é o número de serviços atendidos e TAS_i é o tempo usado pela distribuidora para cada serviço. Na apuração do índice só deve se considerar o tempo responsabilidade da distribuidora.

3.4.4 Pesquisas de Opinião

As pesquisas de opinião são mais uma ferramenta de avaliação e controle do desempenho da distribuidora. A pesquisa é feita diretamente na área de serviço da distribuidora entrevistando uma amostra estatisticamente representativa do número e diversidade de consumidores.

As perguntas consideram aspectos técnicos e comerciais, sendo que cada aspecto é avaliado pelo cliente mediante um número dentro de uma escala de avaliação. Os resultados são processados pelo regulador através de uma empresa especializada obtendo-se finalmente um ranking de empresas. Essas pesquisas dão um bom sinal da percepção do consumidor em relação ao serviço comercial, mas não refletem todos aspectos técnicos devido à complexidade de alguns desses serviços. Contudo os problemas de continuidade e regulação tensão são bem levantados através dessas pesquisas.

3.5 Conclusões

Qualidade do serviço é o termo usado para se referir em forma conjunta à qualidade dos aspectos técnicos e comerciais das atividades do setor elétrico, particularmente na distribuição. A qualidade do serviço dos sistemas elétricos deve considerar continuidade, conformidade da onda de tensão e atenção ao consumidor.

A continuidade é o aspecto da qualidade sobre o qual mais se tem escrito sob o nome de confiabilidade. Atualmente existem diversas técnicas para o estudo de predição da confiabilidade, sendo os modelos baseados nas cadeias de Markov e simulações Monte Carlo os mais conhecidos. Entretanto, sob o ponto de vista de gravidade das interrupções, a continuidade é quantificada mediante o uso de índices globais ou de sistema que medem a duração e frequência equivalente das interrupções. O objetivo dos índices é quantificar o comportamento médio do sistema estabelecendo relações entre a parte do sistema atingida pelas interrupções e a parte sem falha. Esses índices podem se basear nos clientes, na potência instalada ou nos transformadores do sistema.

A conformidade, é a capacidade do sistema elétrico de fornecer energia com tensão e frequência isenta de distorções. Entre as distorções que afetam a onda de tensão, pode se mencionar as flutuações de tensão, sag, swell, harmônicos de corrente e desequilíbrios de tensão.

Algumas perturbações têm origem nas instalações dos consumidores, entretanto outras são devidas a práticas de operação das distribuidoras, contudo o prejuízo pela má qualidade de serviço é tanto para o consumidor como para a empresa de energia elétrica.

Os padrões de qualidade da onda (*power quality standards*) tentam guiar com recomendações e limites que garantam a compatibilidade entre os elementos e sistemas do usuário e as instalações elétricas (redes) onde vai ser instalado. Duas são as organizações mais importantes nessa matéria: IEC e IEEE.

Os níveis de Compatibilidade Electromagnética CEM da IEC coordenam a aptidão dos equipamentos para tolerar perturbação na onda de tensão e os níveis de distorção aceitáveis nas redes. Nos padrões de CEM o IEC especifica limites para as emissões toleráveis de perturbações nas redes elétricas (1000-3-X) e níveis de distorção máximos aceitáveis nas redes elétricas (1000-2-X).

O atendimento comercial considera atividades diretamente relacionadas com os clientes. Tempo de atendimento de um novo serviço, atenção telefônica, qualidade do faturamento, atenção de reclamações, etc. são alguns dos atributos do atendimento comercial. No novo paradigma de regulamentação, onde as empresas distribuidoras são forçadas a diminuir custos, a regulamentação dos aspectos comerciais do serviço fornecido pelas distribuidoras deve ser explícita porque os custos devidos à melhora do atendimento poderiam ser diminuídos, deteriorando a qualidade. Contudo, os custos do atendimento comercial são, maioritariamente, custos de comercialização. No futuro quando existir desverticalização entre a comercialização e distribuição e verdadeira concorrência na comercialização de energia em todos os mercados (até de clientes residenciais), a regulamentação do atendimento comercial poderá ficar como uma variável mais do mercado. Nesse momento a concorrência determinará a relação preço/atendimento comercial que melhor satisfaz as necessidades de cada cliente.

Finalmente, a qualidade do serviço em sistemas elétricos é mensurável e pode ser quantificado mediante o uso de índices de qualidade adequados.

CAPÍTULO 4 REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO: EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

4.1 Introdução

A solução dos problemas de Q.S. em sistemas de distribuição pela via da regulamentação pode ser implementada de diversas maneiras. Por um lado, pode se regulamentar todos os aspectos da Q.S., isto é continuidade, conformidade e atenção comercial, ou apenas alguns desses. Por outro lado, pode se aplicar multas e/ou incentivos econômicos que podem ser em benefício do consumidor, do regulador ou do Estado. Também deve-se decidir se a Q.S. será responsabilidade de cada área do sistema elétrico, isto é geração, transmissão e distribuição ou será a distribuidora a responsável pela Q.S. agregada do sistema até os clientes. Neste sentido é importante salientar que mais do 80% das interrupções aos usuários finais tem origem na distribuição e que o poder de negociação das distribuidoras com as empresas de geração e transmissão torna-se maior na nova regulamentação do setor elétrico, onde o distribuidor tem a possibilidade de escolher seu fornecedor. Por último, se a distribuidora será a responsável pela Q.S., o marco regulamentar deve permitir a essa tomar ações ante usuários com emissões além dos limites determinados.

Uma revisão das experiências internacionais de regulamentação da Q.S., possibilita uma melhor escolha da regulamentação da Q.S. para o Brasil. Neste capítulo apresenta-se uma revisão da experiência relacionada para a Q.S. em diversos países. A escolha dos países foi feita tendo presente determinadas características que fazem com que seja interessante sua análise:

- Chile: Foi o primeiro país a reestruturar o setor elétrico, em 1982, introduzindo um mercado competitivo na geração. Também resulta interessante o mecanismo de remuneração das empresas distribuidoras baseado em custos padrões e empresas modelos.
- Argentina: A experiência desse país é particularmente interessante, porque atualmente possui a regulamentação de Q.S. mais completa e exigente da América. A regulamentação considera continuidade, conformidade e atenção comercial.
- Inglaterra e País de Gales: É interessante porque a regulamentação está orientada basicamente aos aspectos comerciais, sendo os aspectos técnicos regulamentados por normas de projeto e

construção. Também porque o mecanismo de remuneração das distribuidoras é o modelo de limitação de preços RPI-X o qual, em teoria, gera pouco incentivo para investir.

- França: A particularidade do caso francês é que o serviço elétrico é um monopólio da empresa estatal *Electricité de France*, mas existe um contrato chamado Contrato *Emeraude* (Esmeralda) que regula as condições de suprimento para determinados clientes.
- Noruega: É um caso particular, porque a reestruturação do setor elétrico não considerou a venda das empresas ao setor privado e porque qualquer cliente, até residencial, pode escolher o seu fornecedor.
- NYSEG: É uma proposta feita pela empresa distribuidora de *New York* que tem por objetivo o controle da continuidade e atenção comercial dos clientes.
- Bolívia: O caso boliviano tem a particularidade de ser uma regulamentação recente que segue as diretrizes da normativa argentina, mas baseado em um regulamento de qualidade da distribuição de aplicação geral a todas as distribuidoras.

No capítulo 2 foi apresentado o novo paradigma de regulamentação do setor elétrico e o mecanismo para remunerar as empresas distribuidoras atualmente em uso. Contudo, hoje a regulamentação do setor elétrico está mudando e esta mudança atinge também o mecanismo de remuneração das empresas de distribuição.

Uma boa regulamentação deve controlar a remuneração das distribuidoras impedindo tarifas monopolistas e permitindo uma adequada rentabilidade dos investimentos em expansão do sistema e o pagamento das despesas de manutenção e operação das redes.

O mecanismo de remuneração tradicional, tarifação pelo custo do serviço, considera o negócio de distribuição um serviço público e a remuneração cobre a totalidade dos custos de investimento, operação e manutenção. Em outras palavras a receita é igual ao custo total inclusive a remuneração do capital investido. A vantagem desse mecanismo é que evita o poder monopolista da distribuidora e garante sua viabilidade e rentabilidade dos investimentos a taxa razoável. Esse modelo de regulamentação permite que todo investimento no sistema elétrico seja remunerado à taxa de rentabilidade permitida para o setor. Por exemplo, o investimento de capital de uma linha paralela de distribuição, com objetivos de melhorar a confiabilidade de uma área geográfica, terá a rentabilidade de qualquer investimento no sistema porque será reconhecida pelo regulador e remunerada pelas tarifas. Historicamente a remuneração das distribuidoras tem sido feita usando o modelo de regulamentação pelo custo do serviço. Os resultados da aplicação do modelo deveriam ser bons para a Q.S., mas a experiência mostra que as distribuidoras não tem melhorado a Q.S. aos seus clientes na mesma medida com que as despesas crescem. Por outro lado, como o modelo não considera a partilha dos ganhos de eficiência entre a empresa e os clientes, os incentivos a otimizar

são mínimos e as redes resultado do modelo caracterizam-se por um sobre-investimento em ativos e despesas elevadas que não tem melhorado a Q.S.

Já o modelo de regulamentação que será aplicado no Brasil (BORN, 1998), baseado na limitação da receita (*price revenue*) limita por um determinado período a remuneração da empresa e não reconhece a totalidade dos custos da distribuidora, sendo preciso um estudo mais detalhado dos investimentos e despesas em manutenção e operação. Esses modelos fixam a remuneração global da distribuidora por um período de 4 a 6 anos, e geralmente consideram a revisão anual das tarifas para permitir o seu ajuste a uma parte dos incrementos dos preços (IPC) e às mudanças de mercado. O objetivo do modelo é o incentivo da eficiência econômica e redução de preços aos consumidores. O perigo do modelo reside no fato de que as empresas distribuidoras tentam maximizar os seus lucros e para esse objetivo diminuírem investimentos e despesas. Se não existe um marco de regulamentação explícito da Q.S. serviço, a diminuição dos custos terá por resultado a deterioração da Q.S. Contudo, a remuneração baseada na limitação da receita (e de preços), considera uma remuneração base associada ao serviço prestado. A Q.S. é um aspecto do serviço prestado e portanto a remuneração base deve considerar este nível de Q.S. de uma forma explícita. Em outras palavras, ao se definir a remuneração base para cada distribuidora deve-se-lhe associar um determinado nível de Q.S. que a distribuidora deve entregar para os seus usuários. O nível de Q.S. associado para a remuneração base, deve ser igual ou maior do que aquele atualmente fornecido pela distribuidora. Desse modo, a distribuidora deverá realizar investimentos ótimos para atingir e manter a Q.S. objeto da regulamentação.

Um outro mecanismo de remuneração das empresas distribuidoras é baseado no uso de custos padrões e empresas modelos (aplicado no Chile). O modelo considera o estudo detalhado dos custos de uma empresa modelo ajustada para a demanda. A empresa modelo é escolhida entre as empresas que participam no mercado. Um equipe de consultores estuda as características do setor suprido pela distribuidora e otimiza investimentos e despesas de operação e manutenção. O objetivo é procurar a maneira mais eficiente (de menor custo, sujeito às restrições de Q.S.) de oferecer o serviço de distribuição e para conseguí-lo, se simula uma estrutura organizacional adequada de onde é possível obter os custos de administração, exploração e investimento. O modelo tem a vantagem de fornecer uma empresa real, onde se especificam e calculam os custos por Q.S.

4.2 Regulamentação da Qualidade de Serviço no Chile

Chile foi o país pioneiro em introduzir um mercado atacadista e concorrente para geração em 1982 (CHILE, 1982). A regulação baseia-se na lei N°1 de 1982 (*Decreto con fuerza de Ley N 1 de 1982*,

DFL Nº1/1982) que eliminou a concentração vertical e possibilita o uso das instalações de transmissão pagando um ingresso tarifário e pedágio proporcional à potência transportada pela linha. As geradoras são despachadas e remuneradas segundo os seus custos marginais. Clientes de mais de 2MW podem escolher o fornecedor livremente (OVALLE GARRETON, 1995).

A distribuição no Chile é um monopólio regulado. Sua remuneração está fundamentada em custos padrões e empresas modelos. O órgão regulador, *Comisión Nacional de Energía* (CNE), ordena a consultores externos um estudo da estrutura de custos eficiente para uma empresa real escolhida do conjunto de empresas que participam no setor. Os consultores otimizam os investimentos e as despesas de administração e exploração, tentando conseguir uma empresa adaptada para a demanda. O estudo dos consultores é ponderado com o estudo ordenado pelas empresas distribuidoras, sendo que o peso do estudo dos consultores vale 2/3 e o das empresas 1/3. A justificativa desses valores poderia achar-se na assimetria de informações entre regulador e regulado. Um fator importante do cálculo da remuneração das distribuidoras é o VAD (Valor Agregado de Distribuição). O VAD representa a etapa de distribuição na cadeia de geração, transmissão e distribuição de eletricidade e é baseado na estrutura de custos da empresa modelo eficiente adaptada à demanda. O VAD considera (CONTRERAS, 1996, MOLINA, 1998):

- Custos fixos de administração, faturamento e de atenção aos clientes;
- Perdas médias de potência e energia em MT e BT;
- Custos padrões de investimento e operação. Os custos de investimento são calculados com uma taxa anual de desconto do 10% e de acordo com o custo de renovar as instalações de distribuição.

A Q.S. atualmente é controlada pelo regulamento da lei geral de serviços elétricos que considera a Q.S. uma característica inerente da atividade de distribuição (CHILE, 1998). Entre 1982 e setembro de 1998, o Chile não contava com uma regulamentação explícita da Q.S. e apenas existiam limites para a regulação de tensão em média e baixa tensão, embora exista desde 1982 a obrigatoriedade de realizar uma pesquisa de opinião anual, onde os consumidores avaliam a Q.S. recebida. Contudo, as empresas distribuidoras, privatizadas nos anos 1980, apuravam índices de continuidade globais baseados na potência instalada (FEP, DEP) para gestão interna de investimentos. Nos últimos anos os problemas de Q.S. tinham se agravado devido às altas taxas de incremento da demanda nos sistemas de distribuição e a conseqüente necessidade de investimentos em geração, transmissão e distribuição. Em (OLGUÍN e VIDAL, 1998) é reportado, para os últimos anos, um investimento da ordem de 70 dólares por cliente ao ano para atender uma demanda com acréscimo anual de 8% no setor de distribuição chileno.

A regulamentação da Q.S. tenta definir o conceito qualidade do serviço associado ao serviço público de distribuição. Tenta fazer explícita a Q.S. considerada na Lei (CHILE, 1982) e que obriga aos concessionários a cumprir as normas de segurança e padrões técnicos do suprimento. Considera a obrigatoriedade dos padrões de qualidade do fornecimento para todos os operadores da rede, incluso geradores e transmissores. Essa obrigatoriedade tem como base o dever de coordenação que garanta a segurança global do sistema e o reconhecimento das exigências de qualidade nos preços e tarifas fixadas pela lei.

Para garantir o obrigação de dar fornecimento, a distribuidora deve contar permanentemente com contratos vigentes de compra de energia que possibilitem o fornecimento das demandas previstas para, pelo menos, três anos à frente. Ainda que, atualmente não tenha sido promulgadas as normas que regulam todos os aspectos da Q.S., a regulamentação considera, nos artigos transitórios, o controle dos atributos de suprimento, conformidade e atenção aos consumidores.

A continuidade considera interrupções imprevistas e programadas maiores do que 3 minutos e é controlada usando índices globais baseados em potência (FEP, DEP) e transformadores (FET, DET) e índices individuais de duração (T_{ic}) e número de interrupções (F_{ic}) por consumidor. As exigências de continuidade são diferentes para os distintos setores tarifários (áreas típicas) considerados na lei. O regulamento tenta que, no estudo de custos das áreas típicas da empresa modelo seja considerado o custo da continuidade regulamentada.

Tabela 7: Exigências de continuidade no Chile (transitórias)

		Geral	Rural	Observações
DEC h/ano		Não é controlado		
DEP h/ano		13 - 18		Depende da área típica
DET h/ano		22 - 28		Depende da área típica
Horas individuais em 12 meses T_{ic}	BT	20 h/ano	20 - 30 h	Programadas e imprevistas
		12 h/12m		Programadas cada 12 meses
		8 h		Programadas continuas
	MT	10 h	10 - 15 h	Programadas e imprevistas
		8 h/12m		Programadas cada 12 meses
		6 h		Programadas continuas
FEC vezes/ano		Não é controlado		
FEP vezes/ano		3,5 - 5		Depende da área típica
FET vezes/ano		5 - 7		Depende da área típica
Frequência individual de interrupção em 12 meses F_{ic}	BT	22 int.	22 - 44 int.	Programadas e imprevistas
	MT	14 int.	14 - 26 int.	Programadas e imprevistas

Na Tabela 7 é apresentado um resumo das exigências em continuidade a que é quantificada através de alguns dos índices apresentados no capítulo 3.

A conformidade considera vários fatores. As variações de frequência (50Hz) permitidas tem em conta a diversidade de conformação da geração nos sistemas. Nos sistemas com mais de 60% de geração hídrica, as variações permitidas são $\pm 0,2$ Hz em 99% de uma semana de registro, sendo permitas variações de $\pm 0,7$ Hz por tempos menores do que 0,5% da semana de registro.

As variações de tensão deverão ficar entre $\pm 7,5\%$ na BT, $\pm 6\%$ em MT e $\pm 5\%$ em AT, mas em setores rurais permite-se variações que podem atingir até $\pm 10\%$ em BT e $\pm 8\%$ em MT, para 95% do tempo de uma semana de registro.

As flutuações de tensão são limitadas usando os índices de severidade de cintilação de curto e longo prazo. Os valores de severidade de cintilação P_{st} e P_{lt} determinados como máximos dependem do nível de tensão.

A Tabela 8 resume os valores limites exigidos.

Tabela 8: Valores máximos de severidade de cintilação no Chile

Índice de Severidade de Cintilação	Nível de Tensão	
	Menor que 110Kv	Maior que 110kV
Severidade de Curto Prazo P_{st}	1,0	0,8
Severidade de Longo Prazo P_{lt}	0,8	0,6

O nível máximo de harmônicas de corrente que podem ser injetadas em um ponto comum de conexão (PCC) por clientes é limitado usando o padrão IEEE std. 519 para as correntes, segundo a Tabela 9. Nessa tabela D_1 é o índice de distorção total calculado mediante a equação seguinte, onde I_L é a máxima corrente (valor rms) de carga no PCC e I_n é a componente harmônica de corrente de ordem n.

$$D_1 = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{50} I_n^2}}{I_L} \quad (26)$$

Os clientes não podem consumir eletricidade por meio de equipamentos que originem perturbações no sistema que superem os limites estabelecidos. No caso em que as instalações do cliente superem os limites de emissão estabelecidos no regulamento, a distribuidora deve informar ao órgão de fiscalização (*Superintendencia de Electricidad e Combustibles*) para que a denúncia seja verificada e se procedente, que o consumidor seja desligado do sistema de distribuição.

No caso dos níveis de harmônicas de tensão, o regulamento considera os valores da norma IEC 1000-2-2, os mesmos adotados em EN 50160 (AENOR, 1996), mas leva sua aplicação até redes de 110kV. É responsabilidade da distribuidora que as harmônicas de tensão fiquem abaixo dos valores da Tabela 10 durante 95% do tempo de registro de sete dias contínuos.

Tabela 9: Máxima distorção harmônica de corrente injetável no sistema elétrico no Chile em % da corrente de carga à frequência fundamental

I_{sc}/I_L	Ordem n da harmônica (harmônicas ímpar)					D_I
	< 11	$11 \leq n < 17$	$17 \leq n < 23$	$23 \leq n < 35$	$n < 35$	
≤ 20 *	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 – 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 – 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 – 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
≥ 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

As harmônicas de corrente par ficam limitadas a 25% do valor estabelecido para as ímpares

* Máquinas geradoras ficam sujeitas aos limites estabelecidos independentemente do I_{sc}/I_L

I_{sc} é a corrente máxima de curto circuito no ponto comum de conexão PCC.

I_L é a Máxima corrente de carga (valor rms) no PCC.

Os limites para clientes no PCC com tensão entre 69 e 154kV são 50% dos valores indicados na tabela.

Tabela 10: Tensões harmônicas limites em redes elétricas de Chile com tensão ≤ 110 kV

Harmônicas ímpares múltiplo de 3.		Harmônicas ímpares múltiplo de 3.		Harmônicas pares.	
Ordem n	(%)	Ordem n	(%)	Ordem n	(%)
5	6,0	3	5	2	2
7	5,0	9	1,5	4	1
11	3,5	15	0,3	6	0,5
13	3,0	21	0,2	8	0,5
17	2,0	>21	0,2	10	0,5
19	1,5			12	0,2
23	1,5			>12	0,2
25	1,5	A distorção harmônica total de tensão THD para tensões iguais ou menores do que 110kV deve ser menor do que 8% para 95 % de uma semana de registro.			
25	1,5				
> 25	$0,2 + 1,3 * 25/n$				

O desequilíbrio de tensão é restringido através da limitação da presença da componente de seqüência negativa. Para redes de MT e BT o valor máximo da componente de seqüência negativa

é 2% do valor correspondente à seqüência positiva durante 95% do tempo de registro de sete dias contínuos de medida.

A qualidade de atenção comercial considera alguns atributos, como a obrigatoriedade de conexão de usuários em tempos que vão desde 15 dias até 120 dias, dependendo da demanda solicitada pelo consumidor. Também se limita o uso da faturação estimada, não podendo ser maior do que 4 em 12 meses para qualquer cliente. Obriga-se ao distribuidor a resolver as reclamações de faturamento dos clientes dentro dos 30 dias contados desde sua recepção. A distribuidora pode suspender o suprimento, mas a religação deve ser feita dentro das 24 horas após ter sido efetuado o pagamento.

O regulamento usa multas econômicas como medidas de motivação, entretanto ainda está pendente a publicação do regulamento que estabelece o valor de multas por não cumprimento das exigências de Q.S. Contudo, existe informação do que em caso de não cumprimento das exigências do regulamento, as multas poderiam atingir os 3.000 milhões de pesos chilenos (cerca de 6 milhões de dólares americanos, com 1 dólar a 500 pesos chilenos). Essas multas seriam em benefício fiscal, mas também está sendo considerada a compensação direta do consumidor atingido pela perturbações ou interrupções de serviço elétrico.

É importante salientar que o regulamento procura um determinado valor de Q.S. objetivo, aplicando pena pecuniária às empresas cujo nível de Q.S. está abaixo desse valor objetivo, entretanto não incentiva melhoras acima do nível de Q.S. considerado obrigatório no regulamento. Neste caso as distribuidoras que já tem conseguido o nível objetivo de Q.S., não são motivadas a continuar investindo em Q.S.

4.3 Regulamentação da Qualidade de Serviço na Argentina

A regulamentação do setor elétrico argentino está baseada na lei 24.065 que considera concorrência na geração e regulamentação em transmissão e distribuição. O modelo de remuneração da distribuição é a regulamentação por limitação de preços com ênfases na Q.S.

Um aspecto particular do processo de reestruturação do setor elétrico argentino é o fato de que a exigência de um determinado nível de Q.S. (especialmente a continuidade) foi incluído nas bases de licitação de cada distribuidora (ARGENTINA, 1994). Dessa forma as regras do jogo no novo cenário foram claras desde o dia de venda das bases de licitação e entregue aos novos proprietários das empresas.

A Q.S. exigida das distribuidora é específica para cada empresa e considera continuidade, conformidade e atenção comercial. Contudo, a Q.S. na regulamentação argentina, é classificada em: produto técnico, serviço técnico e serviço comercial. Cada um desses serviços/produtos é

regulamentado usando índices individuais e globais. Os valores exigidos para cada atributo são chamados níveis de referência e foram estabelecidos em etapas com exigências crescentes.

A regulamentação da Q.S. tem sido estabelecida de forma gradual por meio de duas etapas, sub etapas e um período preliminar. No período preliminar de 12 meses não existem multas, porque é um período para que as distribuidoras e o órgão regulador estabeleçam os mecanismos de controle da Q.S. Na etapa 1 (de 36 ou 48 meses, dependendo da empresas) o controle da continuidade é realizado mediante o uso de índices globais de sistema, sendo que a conformidade apenas considera o controle da regulação de tensão. Já a etapa 2 considera o controle da continuidade, atenção comercial e conformidade de cada cliente mediante índices individuais e, penas pecuniárias para as distribuidoras que excedem os limites estabelecidos para cada atributo da Q.S. O montante da multa é calculado segundo a energia e potência fornecida em condições de Q.S. deficiente e é em benefício dos clientes.

Para as distribuidoras do Buenos Aires, EDENOR, EDESUR, os limites estabelecidos para o controle da continuidade na etapa 1 (BRUGNONI, 1998) são apresentados na Tabela 11. O período de controle é semestral, mas para efeitos de comparação inclui-se o valor anual.

Tabela 11: Exigências de Continuidade para EDENOR e EDSUR, etapa 1

Valores limites de falhas internas por semestre e ano na etapa 1						
Indicador	Sub etapa 1		Sub etapa 2		Sub etapa 3	
	Semestre	Anual	Semestre	Anual	Semestre	Anual
FET	3,0	6,0	2,5	5,0	2,2	4,4
DET	12,0	24,0	9,7	19,4	7,8	15,6
FEP	1,9	3,8	1,6	3,2	1,4	2,8
DEP	7,0	14,0	5,8	11,6	4,6	9,2

Já na etapa 2 são calculados índices individuais para o controle da continuidade. Os limites estabelecidos para EDENOR e EDESUR em Buenos Aires, são mostrados na Tabela 12 onde distingue-se entre pequenas (P), medias (M) e grandes (G) demandas em baixa tensão.

Tabela 12: Exigências de Continuidade para EDENOR e EDSUR, etapa 2

Valores limites de falhas internas por semestre e ano na etapa 2								
Valores individuais	AT (V>66kV)		MT (V>1kV)		BT (V<1kV)			
	Semestre	Anual	Semestre	Anual	Semestre		Anual	
					P&M	G	P&M	G
Frequência	3	6	4	8	6	6	12	12
Tempo (h)	2	4	3	6	10	6	20	6

No caso em que a empresa distribuidora supera os limites estabelecidos nas tabelas 11 e/ou 12 para a continuidade, são aplicadas multas em favor dos consumidores afetados pelas interrupções. As penas pecuniárias são calculadas baseando-se na energia não suprida (ENS), que é calculada de forma distinta para as etapas 1 e 2. Na etapa 1, onde a continuidade é controlada por meio dos índices de sistema FEP, DEP, FET e DET, a energia não suprida aos clientes atingidos pelas interrupções, é estimada segundo a seguintes expressões:

- Caso sejam superados os limites de tempo equivalente DET ou DEP,

$$ENS(kWh) = [DET_R - DET_L] \cdot PM \quad (27)$$

$$ENS(kWh) = [DEP_R - DEP_L] \cdot PM \quad (28)$$

- Caso sejam superados os limites de frequência equivalente FET ou FEP,

$$ENS(kWh) = [FET_R - FET_L] \cdot \frac{DET_R}{FET_R} \cdot PM \quad (29)$$

$$ENS(kWh) = [FEP_R - FEP_L] \cdot \frac{DEP_R}{FEP_R} \cdot PM \quad (30)$$

onde PM é o valor de demanda média horária anual calculado como o quociente entre a energia anual faturada e 8760 horas ao ano. Os índices R e L referem-se aos valores efetivamente registrados e limites, respectivamente.

A ENS não suprida considerada para o cálculo da compensação por continuidade é o maior valor resultado ao apurar a ENS para cada atributo da continuidade (tempo e frequência) ultrapassado.

Na etapa 2, onde o controle da continuidade é realizado usando índices individuais, o cálculo da ENS é efetuado de maneira mais próxima ao valor real, usando fatores de carga por classes de clientes e de acordo com a hora do evento. O objetivo é calcular a soma das energias que o consumidor não conseguiu consumir pelas interrupções que sofreu.

A fórmula que possibilita o cálculo da ENS na etapa 2 é:

$$ENS(kWh) = \sum_{i=1}^n \frac{EA}{525.600} \cdot k_i \quad (31)$$

onde EA é a energia anual faturada ao cliente, 525.600 é o valor de minutos no ano e k_i é um fator que procura aproximar o valor de consumo de energia na hora do dia em que acontece a

interrupção. Esse dado é obtido das curvas de carga de cada classe de cliente, mas encontram-se tabulados nas bases de licitação das distribuidoras (ARGENTINA, 1994).

A quantia da penalidade por continuidade é o resultado de valorizar a ENS ao valor correspondente à etapa, variando entre 1 e 2,7 USD/kWh.

A conformidade é assunto específico de regulamentação (GÓMEZ e ROMÁN, 1997 e 1998), e considera o controle das harmônicas de tensão e corrente e o fenômeno de cintilação mediante níveis de referência garantidos.

Os níveis de referência são os valores para cada atributo da conformidade que a distribuidora deve garantir durante 95% do tempo de uma semana de registro. Esses níveis garantem que se não são ultrapassados em um tempo maior do que 5% do período medido, a conformidade (qualidade do produto) é adequada e existe compatibilidade electromagnética entre as instalações e equipamentos dos usuários e a rede elétrica.

Para as flutuações de tensão que provocam o fenômeno de cintilação, a regulamentação adota as recomendações de IEC, estabelecendo como nível de referência um valor de severidade de cintilação de curto prazo P_{st} igual a 1 para baixa, média e alta tensão.

A qualidade da tensão que a distribuidora deve fornecer aos seus usuários (BT e MT) e, particularmente o nível máximo de distorção harmônica de tensão é regulado através da recomendação IEC 1000-2-2 (já reproduzida na Tabela 10).

Caso os níveis de referência de cintilação ou harmônicas de tensão sejam superados, a distribuidora será multada de acordo com o montante de energia suprida em condições deficientes de qualidade e segundo a distorção sujeita a multa de cintilação e harmônicas. A distorção sujeita a multa (DP) representa os intervalos de 10 minutos durante os quais o nível de referência de distorção harmônica e/ou de cintilação foi superado.

Para cada intervalo de 10 minutos, a distorção sujeita a multa devido à cintilação (DPF) é calculada como:

$$DPF_k = MAX \left[0, \frac{P_{st}(k) - P_{st}}{P_{st}} \right] \quad (32)$$

onde $P_{st}(k)$ é o índice de severidade de curto prazo registrado no intervalo k e P_{st} é o nível de referência adotado para o ponto de medida (igual a 1).

Para o caso das harmônicas de tensão, define-se a distorção sujeita a multa de harmônicos, DPA, para cada intervalo de 10 minutos como sendo:

$$DPA_k = MAX \left[0, \frac{TDT(k) - TDT}{TDT} \right] + \frac{1}{3} \cdot \sum_2^{40} MAX \left[0, \frac{U_i(k) - U_i}{U_i} \right] \quad (33)$$

onde TDT(k) é o nível de distorção total de tensão registrado no intervalo de medição k, TDT é o nível de distorção adotado como nível de referência (8% em MT). $U_i(k)$ é a harmônica de tensão i no intervalo de medição k e U_i é o valor limite para a harmônica de tensão adotada como valor de referência (ver Tabela 10).

A distribuidora deverá pagar a penalidade quando a distorção sujeita a multa supere o valor 0 em um número de intervalos superior a 5% do total de intervalos de 10 minutos do tempo de registro de uma semana. Cada intervalo onde ocorre $DP > 0$ (DPF e/ou DPA) implicará o pagamento de uma compensação de acordo com os seguintes valores para a energia suprida em condições deficientes de qualidade:

$$0 < DP \leq 1 \quad 2 \cdot DP^2 \text{ (USD/kWh)}$$

$$1 < DP \quad 2 \text{ (USD/kWh)}$$

Finalmente a compensação total que a distribuidora deve pagar ao consumidor é calculada somando as multas correspondentes a cada intervalo e considerando a energia suprida em cada intervalo $E(k)$. Essa compensação é mantida até que a distribuidora demonstre com medidas que os níveis de distorção cumprem novamente a regulamentação.

$$Multa(USD) = \sum_{k:DP \leq 1} 2 \cdot DP^2 \cdot E(k) + \sum_{k:DP > 1} 2 \cdot E(k) \quad (34)$$

Para manter os níveis de referência, as distribuidoras argentinas utilizam mecanismos que possibilitam o controle das emissões dos clientes. Entretanto os limites no caso argentino são individuais e não de conjunto no ponto comum de conexão como no caso da regulamentação chilena. O controle das emissões máximas dos clientes é baseado em limites de emissão de perturbações para cada usuário ligado para a rede, dependendo do seu nível de tensão e potência contratados. As distribuidoras possuem critérios de controle das emissões baseados em normas internacionais (basicamente IEC) e a possibilidade de penalizar ou até desligar aos usuários cujas instalações introduzem perturbações acima dos limites estabelecidos. O órgão regulador ENRE (*Ente Nacional Regulador de la Energia*) atua como garantia final da Q.S. nesse processo.

A rede tem uma determinada aptidão em absorver perturbações que deve ser repartida com critérios objetivos e não discriminatórios entre os distintos usuários. O objetivo final é garantir o cumprimento dos níveis de referência em todo ponto da rede.

Os valores de emissão permitidos são fixados para harmônicas de corrente e flutuações de tensão para cada cliente.

Os valores de emissão são mínimos porque a distribuidora não pode exigir emissões menores, e são limites porque o usuário não pode ultrapassá-los por mais de 1% do tempo.

Para clientes com demandas menores do que 10kW, os limites das correntes harmônicas que o consumidor pode injetar na rede é estabelecido considerando duas vezes os valores da norma IEC 1000-3-2 (antes IEC 555) para equipamentos com intensidade de corrente menor do que 16 ampères.

Os limites de injeção de harmônicas de corrente estabelecidos na regulamentação argentina, tem em conta que o consumidor pode absorver intensidade maiores do que 16 ampères através de vários equipamentos. Supõe-se um máximo de dois equipamentos funcionando simultaneamente com correntes próximas aos 16 ampères.

A Tabela 13 mostra os limites de emissões de correntes harmônicas em ampères para clientes com cargas menores do que 10kW.

Observe-se que os limites impostos são absolutos e especificados em ampères.

Tabela 13: Limites de emissão para as correntes harmônicas injetadas por clientes com $P < 10\text{kW}$ (2 vezes os valores de IEC 1000-3-2)

Ordem da harmônica n	Corrente harmônica máxima permitida
Harmônicas impar	
	(Ampères)
3	4,6
5	2,28
7	1,54
9	0,80
11	0,66
13	0,42
$15 \leq n \leq 39$	$0,30 \cdot (15/n)$
Harmônicas par	
	(Ampères)
2	2,16
4	0,86
6	0,60
$8 \leq n \leq 40$	$0,46 \cdot (8/n)$

No caso de cargas com mais de 10kW, a regulamentação fixa valores para as correntes máximas a serem injetadas por clientes segundo o nível de tensão e a demanda do consumidor. Os valores

máximos de correntes tem sido estabelecidos usando a seguinte equação que considera os níveis de referência para as tensões harmônicas da Tabela 10.

$$I_n(\%) = \frac{r_{sc}}{k_a} \cdot \frac{U_n(\%)}{f(n)} \quad (35)$$

onde: r_{sc} é o quociente entre a potência de curto-circuito no ponto de conexão e a potência nominal do transformador que alimenta a rede onde está ligado o usuário. $U_n(\%)$ é o nível de referência para a harmônica de tensão de ordem n considerado na Tabela 10. O fator k_a tenta considerar o efeito conjunto de cargas perturbadoras, é um fator que tem em conta N cargas perturbadoras. N cargas perturbadoras provocam uma perturbação equivalente $N \cdot k_a$. Para harmônicos tais que $n \leq 5$; $k_a=1$; para $5 < n \leq 10$, o valor de k_a fica entre 0,63 e 0,83 e para $n > 10$; $0,33 < k_a \leq 0,71$. Finalmente $f(n)$ é um coeficiente linear entre a impedância harmônica da rede e a impedância da rede à frequência fundamental ($Z_{h_n} = f(n) Z_1$). Se supõe as seguintes expressões para $f(h)$:

$$f(n) = n \quad 2 \leq n \leq 13$$

$$f(n) = 13 + (n-13) / 2,5 \quad 13 < n \leq 25$$

$$f(n) = 13 + 12/2,5 + (n-25)/7,5 \quad 25 < n \leq 40$$

Tabela 14: Limites de emissão para correntes harmônicas injetadas por consumidores com carga maior do que 10kW.

Ordem n do harmônico	Corrente harmônica em % da corrente nominal de carga contratada pelo cliente		Ordem do harmônico	Corrente harmônica em % da corrente nominal de carga contratada pelo cliente	
	BT e MT V<66kV	AT 66≤V≤220kV		BT e MT V<66kV	AT 66≤V≤220Kv
Ímpar não múltiplo de 3			Ímpar múltiplo de 3		
5	12,0	6,0	3	16,6	7,5
7	8,5	5,1	9	2,2	2,2
11	4,3	2,9	15	0,6	0,8
13	3,0	2,2	21	0,4	0,4
17	2,7	1,8	>21	0,3	0,4
19	1,9	1,7	Taxa de distorção total harmônica de corrente	20,0	12,0
23	1,6	1,1			
25	1,6	1,4			
>25	0,2+0,8(25/n)	0,4			
Pares					
2	10,0	10,0			
4	2,5	3,8			
6	1,0	1,5			
8	0,8	0,5			
10	0,8	0,5			
12	0,4	0,5			
>12	0,3	0,5			

A Tabela 14 apresenta os limites de emissão para clientes com cargas de mais de 10kW em BT, MT e AT. Os valores da tabela têm sido obtidos para $r_{sc} = 10$ em BT e MT e $r_{sc} = 15$ em AT (GÓMEZ e ROMÁN, 1998).

A qualidade da atenção comercial considera limites para o tempo de atendimento dos pedidos de conexão, limita as faturas por estimativas e exige a atenção e solução das reclamações dos clientes. Os valores estabelecidos como limites dependem da empresa distribuidora e da etapa de implementação da regulamentação.

De acordo com diversos artigos (VIDAL e ANDREONI, 1998, BRUGNONI, 1998), o resultado da aplicação da regulamentação da Q.S. na Argentina tem sido bom. As empresas distribuidoras tem realizado os investimentos necessários para evitar o pagamento das multas econômicas, fazendo com que a Q.S., especialmente a continuidade, melhore de maneira significativa.

4.4 Regulamentação na Inglaterra e País de Gales

A reestruturação do setor elétrico inglês começou em 1990, com a venda das geradoras visando introduzir concorrência. O órgão responsável pela geração e o planejamento da transmissão CEGB (*Central Electricity Generating Board*) foi dividido em três empresas de geração e uma empresa de transmissão NGC (*National Grid Company*). Os preços no nível de geração são estabelecidos mediante o mecanismo de custo marginal baseado nas ofertas de preços dos geradores.

O mercado de distribuição inglês está em mãos de 12 empresas regionais de eletricidade REC (*Regional Electricity Company*). Cada REC opera em condições de monopólio na sua área de serviço, mas podem concorrer pelo fornecimento de grandes clientes. Na Inglaterra e Gales o mercado cativo estava limitado aos consumidores menores do que 100kW (desde abril 1994), mas atualmente todo consumidor pode escolher seu fornecedor. Essa particularidade do setor distribuição inglês faz com que exista separação contábil e obrigatória entre o negócio de distribuição e comercialização, sendo que a comercialização é um mercado concorrente e a distribuição um negócio regulado.

O mecanismo de remuneração das distribuidoras considera o controle de preço (*price cap*). A remuneração baseia-se na reconhecimento de uma remuneração base que é calculada segundo as características de cada REC. A remuneração base é atualizada através de valores menores, iguais ou superiores ao índice de preços ao consumidor (IPC) na forma de $RPI + X$. O objetivo é permitir mudanças nos preços da distribuição de acordo com as mudanças no índice de preços ao consumidor (RPI de *retail price index*) mais um fator X. O fator X é especificado para cada

empresa, sendo na maioria dos casos um fator positivo menor que 2,5 (LITTLECHILD, 1993). O fator X possibilita o controle da remuneração da distribuidora e também dar os incentivos para investir ou reduzir custos. Valores positivos de X representam rentabilidade sobre o IPC e possibilitam os investimentos, enquanto valores negativos restringem severamente os investimentos e despesas da distribuidora.

A qualidade do serviço elétrico não tem uma regulamentação específica, mas é controlada de maneira direta por meio de normas de planejamento e padrões garantidos de desempenho das distribuidoras. Contudo, as distribuidoras só são responsáveis pela Q.S. na suas redes e não pela garantia de suprimento, como no caso argentino e chileno.

O padrão Recomendações de Engenharia P.2/5 (*Engineering Recommendation P.2/5*) foi desenvolvido em 1978, quando as empresas eram de propriedade estatal. O objetivo das recomendações P.2/5 é estabelecer níveis normais de segurança do suprimento em redes de transmissão e distribuição. As P.2/5 foram incluídas nas licenças de operação das empresas distribuidoras visando critérios adequados de planejamento e confiabilidade das redes de transmissão e distribuição. Por outro lado nas P.2/5 estabelecem-se a obrigatoriedade de informar os valores apurados dos índices de continuidade SAIFI e SAIDI (FEC, DEC no Brasil) ao regulador. O regulador publica os índices de continuidade das empresas gerando competição entre as distribuidoras.

Já os padrões de desempenho (*Standards of Performance*) foram introduzidos em 1991 e visam garantir um determinado nível de Q.S. Há duas classes de padrões, os padrões garantidos (*Guaranteed Standard*) que garantem o desempenho da distribuidora com cada cliente individual e os padrões globais (*Overall Standard*) que especificam valores mínimos globais de serviço da distribuidora.

Os padrões garantidos atingem 10 áreas do serviço de distribuição e são mostrados na Tabela 15. Se a distribuidora não cumpre com os padrões garantidos, é obrigada a realizar o pagamento indicado na tabela como indenização pelo serviço prestado em condições deficientes. Os valores garantidos para cada serviço tem sido estabelecidos realisticamente, mas também para exigir das empresas um desempenho competitivo.

Os padrões globais especificam o desempenho mínimo aceitável da distribuidoras em um período de 12 meses.

A Tabela 16 apresenta os padrões globais no período 1993 - 1994. Ainda que não exista multa pelo não cumprimento dos padrões globais, estes possibilitam concorrência entre as distribuidoras e tem sido estabelecidos de maneira exigente, mas realista. Contudo os padrões globais e garantidos são

permanentemente revisados, visando estabelecer níveis de acordo com a disponibilidade de recursos e de novas soluções tecnológicas.

Tabela 15: Padrões Garantidos na Inglaterra e País de Gales

Serviço	Nível de Desempenho	Indenização (libras)
Falha nos fusíveis da distribuidora	Até 4 horas desde o aviso do consumidor	20
Restabelecimento do serviço	Até 24 horas	40 residencial 100 não residencial Mais 20 por c/ 12h
Medidor e fornecimento	3 dias úteis cliente residencial 5 dias úteis não residencial	20
Orçamento	10 dias para trabalhos simples, 20 para outros	40
Aviso de interrupção	2 dias	20 residencial 40 não residencial
Reclamações pela tensão	Visita ou resposta dentro de 10 dias	20
Problemas de medidor	Visita ou resposta dentro de 10 dias	20
Perguntas de pagamentos e cobranças	Resposta definitiva em 10 dias úteis	20
Promessa ou visita acordada	Todas as visitas acordadas devem se cumprir	20
Pagamentos por padrões garantidos	O cliente deve ser avisado em até 10 dias úteis	20

Tabela 16: Padrões globais na Inglaterra e País de Gales

1	Percentual mínimo de carga que é restabelecida logo após uma falha dentro de 3 horas e dentro de 24 horas.
2	Percentual mínimo de problemas de tensão resolvidos dentro de 6 meses.
3	Percentual mínimo de novos clientes residenciais que são ligados a rede dentro de 30 dias úteis e de não residenciais dentro de 40 dias úteis.
4	Percentual mínimo de clientes que tem sido interrompidos por não pagamento e que são religados antes de três dias após o pagamento.
5	Visita para alocação do medidor quando tenha sido requerido pelo consumidor. Percentual mínima de casos em 15 dias úteis.
6	Troca de medidor quando necessário. Percentual mínimo de casos em 15 dias úteis.
7	Percentual mínimo de casos nos quais a faturação é feita com leitura direta do medidor.
8	Porcentagem de respostas a reclamações de clientes em 10 dias úteis.
Observação: A definição exata dos padrões está estabelecida em um documento formal.	

O objetivo dos padrões globais e garantidos é estabelecer uma base de qualidade dos serviços que as distribuidoras fornecem.

De acordo com um estudo recente (MORI, 1999) a Q.S. na Inglaterra é considerada muito boa pela maioria dos usuários. As principais conclusões do estudo indicam que mais de 90% dos clientes estão satisfeitos com a confiabilidade do serviço elétrico e que cerca de 66% dos clientes acha que não é preciso investir mais em confiabilidade. De acordo com o estudo, os usuários não estão dispostos a pagar mais por um serviço melhor e acham que os padrões garantidos devem considerar valores mais exigentes e pagamentos automáticos das indenizações. Uma parte pequena dos clientes estaria de acordo em exigir menores padrões garantidos em troca de menores tarifas.

4.5 França: O Contrato EMERAUDE

A reestruturação do setor elétrico não chegou ainda à França, onde a geração, transmissão e distribuição de eletricidade são monopólio da empresa estatal Electricité de France, EDF. Contudo, a EDF vem trabalhando no melhoramento da Q.S., especialmente nas áreas rurais, há vários anos. Na procura de melhoras, a EDF tem implementado um contrato chamado EMERAUDE (RIOS, 1993), que estabelece as condições de fornecimento aos clientes que adotam o contrato.

O contrato EMERAUDE regulamenta atributos de continuidade e conformidade para consumidores em MT e AT. Os limites estabelecidos são fixados de acordo com recomendações e normas internacionais (principalmente normas IEC). A empresa Electricité de France obriga-se ao pagamento de uma indenização caso os níveis de Q.S. estabelecidos no contrato sejam violados.

Um aspecto interessante do contrato é o estabelecimento de valores objetivos de continuidade considerando interrupções curtas e longas sobre os quais a EDF deve indenizar o consumidor, ressarcindo o prejuízo.

O contrato típico discrimina entre interrupções imprevistas e programadas. As interrupções programadas devem ser negociadas entre as partes, entretanto as imprevistas ficam claramente estabelecidas no contrato. Para as interrupções imprevistas, discrimina-se entre curtas (duração menor do que 1 minuto) e longas (duração maior do que 1 minuto). Além disso, para clientes atendidos em tensões menores do que 63kV consideram-se duas áreas. As áreas classe A são áreas com população maior do que 100.000 ou mais de 10MW de potência instalada; as áreas B são as demais áreas. Os limites estabelecidos para as interrupções longas nas áreas A são 5 interrupções

ao ano, enquanto para as áreas B são 8 interrupções ao ano. Já para clientes em tensões maiores do que 63kV o contrato estabelece um limite de 2 interrupções imprevistas longas ao ano. Contudo, os limites estabelecidos para as interrupções imprevistas de curta e longa duração tem mudado, passando de ano em ano a valores mais exigentes.

4.6 Regulamentação da Qualidade do Serviço na Noruega

Noruega iniciou a processo de reestruturação do setor elétrico em 1991, mas as empresas de energia elétrica não foram vendidas ao setor privado. As principais características da regulamentação do setor elétrico na Noruega são a existência de mercado concorrente em geração, liberdade para escolher fornecedor até o nível residencial e garantia de acesso ao sistema de transmissão e distribuição com pedágios regulados.

Até pouco, a qualidade do serviço elétrico não tinha uma regulamentação explícita, sendo apenas limitada à regulação de tensão ($\pm 10\%$) e de frequência ($\pm 2\%$). Contudo, as empresas tinham obrigação de informar aos seus clientes sobre a continuidade e conformidade esperada na sua área de concessão (RIVER et. al., 1997, RIVER, 1999).

A qualidade do serviço elétrico na Noruega é considerada parte do produto eletricidade e, portanto, existe liberdade para negociar as condições qualidade/preço do suprimento, especialmente porque todo consumidor tem direito a escolher de quem comprar sua energia. De acordo com (RIVER, 1999) essa nova regulamentação tem motivado as empresas e clientes do setor a agirem da seguinte maneira:

- As empresas do setor elétrico tem adotado a norma europeia EN50160 (AENOR, 1996) que estabelece as características da tensão em redes de distribuição.
- Os clientes estão mais exigentes em relação à continuidade e conformidade do suprimento, existindo campanhas na TV que procuram salientar a importância da qualidade do suprimento.
- Tem-se criado um comitê formado por dois representantes dos clientes e dois representantes das empresas para resolver os litígios entre as partes, quando a qualidade do suprimento tem provocado prejuízos econômicos.
- As empresas tem adotado estratégias e planos de qualidade que visam melhorar o seu serviço. Esses planos consideram estabelecer metodologias de medição e registro dos eventos que afetam a qualidade do suprimento, cumprir com a obrigação de informar aos consumidores da qualidade esperada nas áreas de serviço e obter os conhecimentos necessários para resolver os problemas existentes de qualidade do suprimento.

A regulamentação de preços do setor distribuição da Noruega baseava-se no reconhecimento dos custos do serviço, mas atualmente está mudando. O modelo proposto para a regulamentação das redes é o mecanismo de controle da remuneração por limitação de preços com revisão tarifária a cada 5 anos. Neste novo cenário, considera-se necessário um controle mais explícito da Q.S. pelas razões já discutidas no capítulo 2 e na primeira seção deste capítulo.

A proposta de regulamentação da Q.S. considera basicamente o controle da continuidade, sendo suas principais características as seguintes:

- Só são compensados os clientes afetados diretamente pela interrupção.
- A compensação baseia-se na energia não suprida para as interrupções longas e na potência instalada para as interrupções de menos de 3 minutos. A energia não suprida é estimada com curvas de carga típicas, sendo o valor da compensação de 16 NOK/kWh (2USD/kWh) e 8 NOK/kW (1 USD/kW) para a potência.
- O valor total das compensações não pode ser maior do que o 2% do faturamento anual da empresa. Um cliente não pode receber compensações maiores que 25% da fatura mensal.
- As multas não são aplicadas em caso de força maior, mas ainda não está especificado o que é força maior.

O regulador na Noruega tem proposto levar esta regulamentação da qualidade do fornecimento em 1999 a todos os serviços em níveis de tensão maiores do que 1kV, mas com algumas observações. A proposta considera estabelecer uma metodologia padrão para apurar a ENS, não levar em conta as interrupções de curta duração e responsabilizar ao proprietário da rede quando a interrupção tenha origem nessas instalações. Também são consideradas multas e compensações que discriminam as interrupções programadas das imprevistas.

4.7 A proposta da NYSEG dos Estados Unidos de Norte América

NYSEG é a distribuidora elétrica em Nova Iorque (*New York State Electric & Gas*) que há uns anos tem feito uma proposta de regulamentação da continuidade e qualidade da atenção comercial (RIVER et al., 1997, RIVER, 1999). A proposta da NYSEG não é um regulamento, mas é interessante porque é uma proposta da distribuidora ao regulador. As principais características da apresentação da NYSEG são:

- Controle de diversos índices de qualidade e relacionamento com pontos que atuam sobre a remuneração da distribuidora.

- Os pontos representam uma porcentagem da rentabilidade da empresa. Pontos positivos são incentivos e pontos negativos representam multas e compensações.
- Controla-se a continuidade e a atenção comercial.
- A continuidade afeta a rentabilidade da empresa através de pontuação em até $\pm 5\%$.
- A qualidade do serviço comercial afeta a rentabilidade em até -20% ou $+10\%$.
- São usados os índices SAIFI e CAIDI para o controle da continuidade. A continuidade é discriminada por 12 áreas dando, a cada uma, um valor limite e um valor objetivo.
- Se a área tem índices de continuidade abaixo do limite implica ponto negativo;
- Áreas com índices entre o limite e o objetivo implica zero ponto;
- Áreas com índices acima o valor objetivo implica ponto positivo.

Os valores estabelecidos como limites e os valores objetivos são mostrados na Tabela 17.

Tabela 17: Valores limites e objetivos da proposta NYSEG

Índice	Valor limite	Valor objetivo
SAIFI (int./ano)	0,91 – 2,75 (depende da área)	0,63 – 2,5 (depende da área)
CAIDI (h)	1,3 – 2,5 (depende da área)	1,01 – 2,0 (depende da área)

A qualidade da atenção do cliente é medida usando critérios de desempenho mínimos (*threshold goals*) e desempenhos objetivos (*performance goals*). Se a empresa não consegue o desempenho mínimo, é penalizada, enquanto que pode ser penalizada ou incentivada pelo nível atingido nos critérios de desempenho objetivo.

Os atributos da atenção comercial controlados são o tempo de espera no telefone, tempo de conexão de novos clientes, percentual de faturamento por estimativa, número de queixas, etc.

Os níveis atingidos são determinados por pesquisas de opinião que possibilitam conhecer o percentual de clientes satisfeitos com os serviços da distribuidora.

4.8 Regulamentação da Qualidade de Serviço na Bolívia

A regulamentação da Q.S. na Bolívia é recente (BOLÍVIA, 1994) e segue as diretrizes da regulamentação argentina, mas é um regulamento de aplicação geral para todas as distribuidoras e agrega algumas regulações explícitas, controladas por índices, da atenção comercial.

O regulamento de qualidade da distribuição (*Reglamento de Calidad de Distribución*) especifica as condições em que o serviço de distribuição deve ser suprido. Estabelece que é responsabilidade da distribuidora oferecer o serviço de distribuição no nível de qualidade especificado no regulamento. Considera o controle dos seguintes atributos da qualidade do serviço:

1. Qualidade do produto técnico:
 - Nível de tensão
 - Desequilíbrio de fases
 - Perturbações: flutuações de tensão e distorção harmônica
 - Interferências nos sistemas de comunicação
2. Qualidade do serviço técnico:
 - Frequência das interrupções
 - Tempo total de interrupção
3. Qualidade da atenção Comercial:
 - Queixas dos consumidores
 - Faturamento
 - Atenção ao consumidor

A implementação do regulamento é feita em quatro etapas com exigências crescentes. A última etapa, começou em 1999 e estabelece os limites para os atributos da Q.S. que são mostrados a seguir.

Tabela 18: Qualidade do produto técnico exigido em Bolívia

Qualidade do produto técnico			
Regulação de tensão	Favorável %	Tolerável %	Observações
Alta e Média Tensão	-7,5 até +5	-10 até +5	Favorável é a condição definida normal. Tolerável é a condição de emergência aceitável 96 h/ano, com frequência menor que 4 vezes/ano.
Baixa Tensão	-7,5 até +4	-10 até +7	
Desequilíbrio de fases	10%		Carga de uma fase não deve diferir mais de 10% da carga nas outras fases.

Em relação às perturbações e interferências menciona-se que serão limitadas as distorções harmônicas, flutuações de tensão e interferências nas comunicações, mas fica pendente o desenvolvimento da norma correspondente. Contudo o distribuidor deve propor ao órgão de fiscalização limites de emissão que um equipamento pode gerar ou injetar nas redes de distribuição. O distribuidor também deve controlar as emissões dos clientes livres, estabelecendo limites explícitos nos contratos de fornecimento com consumidores não regulados.

A continuidade é chamada de qualidade do serviço técnico e é controlada em períodos semestrais com índices globais e individuais, considerando apenas interrupções de origem interna ao sistema do distribuidor (programadas e imprevistas). Contudo na apuração dos índices não são consideradas interrupções originadas por vandalismo ou ações terroristas.

Para quantificar a continuidade em BT são usados índices globais DEC e FEC, enquanto em MT são usados índices individuais. Os limites fixados no regulamento para a última etapa (*etapa de régime*) com controle semestral são como mostrados na tabela 19. Para fins de comparação com outras regulamentações incluem-se valores anuais.

Tabela 19: Exigências de continuidade na Bolívia (Controle Semestral)

Nível de Tensão	Frequência (vezes)		Tempo (horas)		Nº clientes	Observações
	Semestre	Anual	Semestre	anual		
BT	10	20	8	16	> 100.000	FEC, DEC
BT	15	30	12	24	50.000 até 100.000	FEC, DEC
BT	20	40	20	40	10.000 até 50.000	FEC, DEC
BT	30	60	35	70	< 10.000	FEC, DEC
AT	3	6	6	12	Individual	
MT	7	14	14	28	Individual	

Caso sejam ultrapassados os limites da Tabela 19, a distribuidora deve fazer um pagamento ao cliente por energia não suprida ENS. O valorização da ENS para o cálculo da compensação depende do nível de tensão e da etapa de implementação da regulamentação. Para a etapa de regime é 7 vezes o valor da energia no sistema interligado (Preço Básico de Energia). Para clientes em BT, a ENS é calculada de maneira equivalente ao caso argentino, mas com períodos semestrais e usando os índices DEC e FEC. Já no caso dos clientes em MT e AT, onde o tempo e a frequência são registradas individualmente, a ENS é calculada segundo:

$$ENS(kWh) = (T_C - T_{CA}) \cdot \frac{ETF}{(4380 - T_C)} \quad (36)$$

onde T_C é o soma do tempo em horas que o cliente ficou sem suprimento, T_{CA} é o valor limite de duração das interrupções de acordo a Tabela 19. ETF é a energia total faturada ao cliente no período semestral de controle e 4380 é o número de horas considerado para o semestre de controle.

A qualidade da atenção comercial, é controlada por meio dos índices de reclamações técnicas IRT, de reclamações comerciais IRC, qualidade do faturamento IQF, faturamento por estimativas IFE, tempo médio de atenção de reclamações técnicas TMAT, tempo médio de atenções comerciais TMAC e tempo médio de atenção de solicitação de serviços TMAS, conforme foram apresentados no capítulo 3. Para a etapa de regime os limites estabelecidos são como a seguir.

Tabela 20: Qualidade Comercial na regulamentação de Bolívia

Controle da qualidade da atenção comercial em Bolívia		
Índice	Limite	Observações
IRT	5	Nº reclamações técnicas por 100 clientes no período
IRC	6	Nº reclamações comerciais por 100 clientes no período
IQF	15	Faturas refeitas por 1000 emitidas no período
IFE	20	Faturas obtidas por estimação por 1000 contas no período
TMAT	2 horas	Tempo médio entre a reclamação e solução do problema técnico
TMAC	48 horas	Tempo médio entre a reclamação e solução do problema técnico
TMAS Urbano	5 dias	Tempo entre data de solicitação do serviço e conexão. Sem modificação de rede
TMAS Urbano	20 dias	Tempo entre data de solicitação do serviço e conexão. Com modificação de rede
TMAS Rural	8 dias	Tempo entre data de solicitação do serviço e conexão. Sem modificação de rede
TMAS Rural	45 dias	Tempo entre data de solicitação do serviço e conexão. Com modificação de rede

Caso no semestre de controle o distribuidor ultrapasse os valores limites de reclamações ou tempo de atenção, deverá diminuir sua remuneração pelo pagamento de multas em favor dos consumidores afetados. As compensações são estabelecidas como valores absolutos pela ultrapassagem dos limites e também como valores dependentes do nível de violação dos limites. Essas compensações são mantidas até que o distribuidor demonstrar que o problema foi corrigido.

4.9 Análise Comparativa e Conclusões

A qualidade nos sistemas de distribuição é hoje vista como parte do produto e do serviço que a distribuidora deve fornecer aos seus clientes. O novo paradigma regulamentar do setor elétrico que

considera concorrência na geração e regulamentação na transmissão e distribuição, precisa de um marco explícito de regulamentação da qualidade do serviço. A conformidade do produto eletricidade deve ser explicitamente definida estabelecendo-se valores para a regulação da tensão, da frequência, os desequilíbrios de tensão e as perturbações como flicker e harmônicas. A continuidade do fornecimento, fixada em termos de sistema (índices globais) e individualmente deve ser garantida e relacionada com o nível de preços do serviço. A atenção comercial aos clientes deve ser melhorada através dos mecanismos de incentivo e multas. Em síntese, o valor regulado do serviço deve reconhecer um determinado nível de qualidade do produto e serviço fornecido pelas empresas de distribuição de energia elétrica. A experiência internacional mostra que a qualidade do serviço nos sistemas elétricos é assunto relevante na atualidade.

Atualmente o Chile tem graves problemas de Q.S. (EL MERCÚRIO, 1999), especialmente de continuidade do suprimento, mas a maioria desses problemas tem origem em falhas nas usinas, déficit de energia (uma seca de vários anos) e problemas de infra-estrutura na transmissão. Contudo, em setembro de 1998 foi promulgado o novo regulamento do setor elétrico, onde também são consideradas exigências de Q.S. para todas as empresas do setor elétrico. As empresas elétricas são responsáveis pela qualidade do serviço frente a seus clientes. Assim, geradores são responsáveis pela Q.S. frente aos transmissores e distribuidores, transmissores são responsáveis frente aos distribuidores e clientes; e distribuidoras são responsáveis frente aos consumidores finais. A continuidade é controlada por índices globais e individuais e ficam estabelecidos limites absolutos para as interrupções imprevistas e programadas. O distribuidor é responsável não apenas pelas interrupções originadas nos equipamentos das suas redes, mas também pelas interrupções originadas por ações de vandalismo. Para o caso da qualidade da tensão que as distribuidoras devem garantir aos seus consumidores, o regulamento baseia-se nas normas IEC 1000-2-2 também adotadas pela comunidade européia como norma européia EN 50160 (AENOR, 1996). Já os limites de emissão para clientes, o caso chileno adota as recomendações do IEEE, especificamente o padrão IEEE Std. 519 que estabelece limites para percentuais de correntes harmônicas injetadas em nós do sistema elétrico. Esse critério não estabelece limites individuais aos consumidores, mas sim ao conjunto de clientes ligados a um ponto comum de conexão. Contudo a regulamentação chilena está ainda em revisão e muitos aspectos são assunto de normativa específica. Um desses assuntos é o estabelecimento das multas e compensações atingidos pela falta de qualidade.

A Argentina tem implementado uma regulamentação da Q.S. completa e exigente que considera multar as distribuidoras quando essas ultrapassam os limites estabelecidos para os atributos da Q.S. Trata-se de uma regulamentação que fixa uma barreira de Q.S. abaixo da qual as empresas do setor devem fazer pagamentos ou ressarcimentos aos seus consumidores. A qualidade da tensão, em termos de harmônicas e cintilação, que a distribuidora deve fornecer aos seus clientes está de

acordo com a norma IEC 1000-2-2. Um aspecto particularmente interessante da regulamentação argentina é o mecanismo de cálculo das multas para as empresas elétricas quando essas ultrapassam os valores limites de perturbações harmônicas e cintilação (níveis de referência). Nesse caso as distribuidoras devem pagar compensações proporcionais ao número de intervalos de 10 minutos em que a energia tem sido suprida em condições deficientes, sendo preciso o apuramento individual do níveis de distorção e energia suprida em cada intervalo. Para manter os níveis de referência, as empresas de distribuição argentinas possuem um bem elaborado mecanismo baseado em recomendações internacionais (como o IEC), que possibilita que os consumidores, cujas emissões não cumprem a normativa, sejam até desligados da rede. Contudo, os limites máximos estabelecidos são individuais e não de conjunto, como no caso chileno. Dessa maneira é possível garantir os níveis de referência que a distribuidora deve manter nas sua redes. Entretanto, se a empresa cumpre com a regulamentação, não existem mecanismos de incentivo que motivem a continuada melhora a Q.S.

O caso inglês é interessante não apenas porque estabelece mecanismos de compensação baseados em desempenhos reais e objetivos, mas também porque mostra que o problema de Q.S. pode ser abordado a partir da ótica de planejamento e projeto de sistemas elétricos. Neste sentido, o estabelecimento de normas de construção, ainda que restringindo a adoção de soluções engenhosas, estabelece um caminho conhecido de solução aos possíveis problemas de qualidade do suprimento e possibilita o cálculo dos custos associados de maneira fácil por meio de custos padrões. Por outro lado, o caso inglês mostra que a qualidade é um problema dinâmico, que precisa que os valores objetivos de Q.S. sejam revisados em cada período tarifário. O processo de controle tarifário na Inglaterra considera a revisão dos níveis estabelecidos nos padrões garantidos e globais, sendo até agora adotado valores mais exigentes em cada novo período. Por último, resulta interessante que a regulamentação da Q.S. na Inglaterra não considera aspectos como harmônicas ou flicker. Essa regulamentação faz mais ênfases nos aspectos de atenção do consumidor.

O caso da Noruega mostra que a preocupação da Q.S. não é assunto apenas do setor elétrico privado. Nesse país a reestruturação do setor elétrico não realizou privatização e as empresas distribuidoras continuam em mãos do setor estatal. Contudo, as empresas estão sendo motivadas por meio de multas e compensações a melhorar o nível de Q.S. que fornecem aos seus consumidores. A experiência da Noruega mostra que a Q.S. em ambientes totalmente competitivos, onde clientes até residenciais podem escolher fornecedor, não pode ficar como parâmetro a negociar entre as partes (exceto para grandes clientes), porque a quase totalidade dos problemas de conformidade e continuidade tem origem nas redes onde a escolha é privativa dos grandes consumidores.

Na França, o monopólio da empresa estatal EDF tem adotado uma solução que ainda que exclusiva a grandes consumidores, estabelece uma opção para a procura de soluções definitivas aos problemas de Q.S.

A proposta de NYSEG é interessante. É um mecanismo simples de estabelecimento de incentivos e multas. Basicamente a proposta considera que as empresas que conseguem valores nos atributos da Q.S. superiores ao valor objetivo, tem direito a um incentivo na sua remuneração. Caso os valores conseguidos pela empresa fiquem abaixo do valor limite, a empresa deve pagar multas, perdendo rentabilidade. Contudo a proposta só considera continuidade e atenção comercial.

Na Bolívia tem se adotado um modelo de regulamentação da Q.S. específico e único para todas as distribuidoras. O regulamento de Qualidade da distribuição segue as diretrizes da regulamentação argentina, mas trata-se de um regulamento de aplicação geral para todas as distribuidoras. Entretanto, o regulamento deixa para o desenvolvimento de novas normas específicas a regulamentação dos aspectos mais complexos da Q.S., como são as harmônicas e flicker, mas estabelece severos limites às interrupções e ao nível de qualidade de atenção ao consumidor.

A revisão das experiências internacionais de regulamentação da Q.S. permite resumir as seguintes conclusões:

- Todo modelo de remuneração da distribuição deve considerar um nível base de Q.S. Isto é, os preços regulados reconhecem uma estrutura de custos associada a um determinado nível de Q.S.
- Ainda que alguns mecanismos possibilitem a determinação de custos de qualidade de maneira mais direta (custos padrões e empresas modelos), a regulamentação da Q.S. precisa ser explícita, independentemente do mecanismo de remuneração da distribuidora.
- A qualidade do suprimento em sistemas de distribuição pode ser regulamentada pela via das normas de construção, mas precisa-se de limites de emissão para os consumidores e padrões de desempenho para a atenção comercial.
- O estabelecimento de uma regulamentação explícita da Q.S. deve considerar mecanismos de incentivo, penalidades e indenizações. As multas ou penalidades devem dar os sinais adequados às distribuidoras para realizar os investimentos ótimos que levem o sistema ao nível mínimo, mas adequado de Q.S. As multas devem ser maiores que o custo de investimento necessário para solucionar o problema de qualidade. Os incentivos podem ser considerados no mecanismo de remuneração ou na regulamentação da Q.S. e devem promover níveis de Q.S. superiores ao nível mínimo, mas inferiores a níveis de qualidade que impliquem exageradas quantias de investimento.

CAPÍTULO 5 INVESTIMENTOS E CUSTOS DA QUALIDADE DO SERVIÇO EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO

5.1 Introdução

Toda empresa distribuidora de energia elétrica privatizada tem como objetivo maximizar o lucro dos seus acionistas. Os investidores privados aplicam capital em uma determinada empresa do setor de distribuição porque avaliam que é um bom negócio. Eles tem certeza que o dinheiro aplicado no setor distribuição terá melhor rentabilidade que em outros setores da economia com igual nível de risco.

Tabela 21: Algumas das atividades de uma empresa de distribuição elétrica típica em ambiente competitivo

Atividade	Área da empresa	Observação
Compra de energia no mercado atacadista.	Comercial.	Visando obter melhor preço e garantindo as demandas de energia e potência projetadas pelas áreas de estudo e os escritórios regionais.
Construção das redes devido ao crescimento da demanda (crescimentos).	Obras, Construção ou Engenharia.	Visando atender as projeções de demanda mantendo níveis regulamentados de Q.S.
Avaliação econômica de obras de crescimento.	Comercial ou escritórios regionais.	Visando satisfazer os requerimentos de serviço dos novos clientes e cumprindo com as exigências de Q.S.
Venda a clientes regulados.	Comercial ou escritórios regionais.	Visando cumprir com as exigências do regulador.
Medida e faturamento.	Faturamento.	Visando a oportuna arrecadação que possibilite o pagamento das dívidas de curto prazo.
Construção de obras de melhorias da rede (melhoramentos).	Obras, Construção ou Engenharia.	Visando recuperar os níveis legais de Q.S.
Manutenção equipamentos e redes.	Manutenção.	Visando manter as instalações e corrigindo e trocando instalações deficientes.
Operação ou exploração da rede.	Operação.	Visando o ótimo aproveitamento das instalações. Possibilitar novas conexões, transferência de cargas, minimizar perdas, etc.
Avaliação técnica e econômica das melhorias do sistema.	Planejamento ou Engenharia.	Visando adotar as decisões de investimento que sendo tecnicamente viáveis, sejam economicamente vantajosas.

O negócio de distribuição de energia elétrica é regulado, mas a eficiência da gestão da empresa possibilita obter rentabilidades diferentes. Visando maximizar os lucros, a empresa realiza várias atividades que conformam o negócio de distribuição. A Tabela 21 apresenta algumas das atividades que podem se identificar em uma empresa distribuidora típica. Essas atividades significam investimentos e despesas para a distribuidora, os quais devem se recuperar através da receita de exploração da rede, isto é, a venda de potência e energia elétrica. Neste ponto é importante salientar que a distribuição de energia é um negócio de redes e que os investimentos em redes estão, ou deveriam estar, diretamente relacionado com a potência demandada. O negócio da distribuidora não é somente a venda de energia, o negócio da distribuidora é a venda de potência e, mais claramente, a venda de serviços de rede. Essa é a razão pela qual em alguns países a reestruturação do setor elétrico tem separado o negócio de distribuição do negócio de comercialização, sendo o primeiro um setor regulado e o segundo um mercado concorrente. Para o caso brasileiro tem sido proposta uma separação que é apenas contábil. Assim, nesta dissertação, considera-se que a distribuidora realiza atividades de rede e comercialização.

O custo do serviço de distribuição de eletricidade, depende de diversos fatores que influenciam a tarifa do consumidor final. Um dos principais custos da distribuidora é o custo de investimento relativo à continuidade.

Um investimento é o processo pelo qual uma organização ou pessoa decide a imobilização de recursos financeiros líquidos durante um período de tempo, visando obter retornos maiores do que as imobilizações (De KELETY, 1990). Geralmente estes investimentos tratam-se de expansão, melhora ou renovação da capacidade produtiva da empresa.

A distribuidora pode desenvolver redes com distintos níveis de continuidade sendo o custo da rede crescente com o nível de continuidade projetado. Também estão presentes os custos de manutenção que crescem de maneira direta com o nível de atividade dessa área. Assim um nível baixo de atividade de manutenção significa baixos custos de manutenção, mas pode ocasionar elevados custos por falhas.

Sob uma ótica de rentabilidade privada, os projetos de investimento que a distribuidora deve realizar são aqueles cuja avaliação técnico econômica resulta vantajosa. Um investimento é economicamente vantajoso se consegue melhorar a margem (lucro) do processo produtivo, o que pode se conseguir por crescimento das receitas de exploração (maiores vendas de energia e potência) ou diminuição dos custos de exploração (custos de manutenção, operação e perdas). A avaliação econômica geralmente é feita usando a técnica do valor presente líquido VPL, que considera a atualização dos benefícios futuros líquidos do projeto. O projeto é economicamente vantajoso se o VPL é maior ou igual que zero. Quando o VPL é zero, todos os custos do projeto são pagos gerando ainda uma rentabilidade igual à taxa de desconto.

Neste capítulo apresenta-se uma classificação dos investimentos que são feitos em empresas distribuidoras, assim como considerações na avaliação dos projetos, orientados para a melhoria da qualidade do serviço elétrico, especialmente a continuidade dos sistemas de distribuição. Também são apresentadas justificativas para a regulamentação da Q.S. visando a proposta de um sistema de incentivo e/ou penalidades que forneçam às distribuidoras sinais claros para realizar os investimentos necessários nos sistemas de distribuição.

5.2 Investimentos em Sistemas Elétricos de Distribuição

Em geral os investimentos que as empresas se defrontam podem se classificar em (De KELETY, 1990):

- Investimentos de renovação, que são investimentos cujo objeto é substituir um equipamento produtivo antigo por outro novo que realiza a mesma função. A troca de estruturas ou de transformadores de distribuição é um exemplo.
- Investimentos de expansão, que são aqueles que tentam preparar a empresa para fazer mais do que atualmente faz. Exemplo de tais investimentos são a construção de linhas orientadas ao atendimento de novos clientes.
- Investimentos de modernização ou inovação, que são os que têm como objetivo a criação de novos produtos ou a melhora dos atuais. Exemplo desses investimentos é a melhora da continuidade para fornecer níveis de confiabilidade maiores do que os regulamentados.
- Investimentos estratégicos, que são aqueles que afetam a globalidade da empresa e dos quais não se espera benefício imediato. Esses investimentos têm como objetivo reafirmar a empresa no mercado e defrontar da melhor maneira as novas concorrências. Como exemplo pode se mencionar a melhora da atenção comercial e as campanhas publicitárias.

Essa classificação é útil porque a forma de avaliar os investimentos é diferente para cada classe. Os investimentos de expansão consideram o benefício de atender um novo mercado, enquanto os de renovação consideram o benefício de atender o mercado atual a menores custos. Entretanto as particularidades do setor distribuição de energia elétrica privatizado e sujeito à regulamentação de preços/receita, sugere a necessidade de uma classificação mais exclusiva ou específica.

Neste trabalho é proposto que os projetos de investimento que as distribuidoras defrontam sejam classificados em: crescimentos dentro da zona de concessão, crescimentos fora da zona de concessão e melhoramentos.

Denomina-se de crescimento fora da zona de concessão aos investimentos resultado do crescimento horizontal da demanda. Entende-se por crescimento horizontal a expansão das redes de distribuição motivadas pela incorporação de novos clientes fora das redes existentes. Esses investimentos caracterizam-se por considerar a construção de obras, geralmente maiores, como novas derivações nos alimentadores existentes, novas linhas de distribuição e até mesmo novas subestações AT/MT.

Denomina-se crescimentos dentro da zona de concessão aos projetos motivados pela incorporação de novos clientes dentro da zona de concessão das redes da distribuidora. Os crescimentos dentro da zona, geralmente consideram obras menores como troca de transformadores de distribuição, pequenas extensões de linhas, obras em BT, etc.

Por outro lado estão os investimentos motivados pelo crescimento vertical. O crescimento vertical é o crescimento que tem origem nas cargas existentes e que é causado pelo crescimento da demanda dessas cargas. O crescimento vertical faz com que os níveis de quedas de tensão e perdas das linhas existentes cresçam, sendo preciso melhoramentos dessas instalações para recuperar os níveis legais de regulação de tensão. Por essa razão, os investimentos por crescimento vertical podem se chamar melhoramentos. Melhoramentos são investimentos necessários para alcançar ou manter os níveis adequados e os regulamentados de qualidade do serviço e segurança das instalações. Tipicamente são investimentos nas redes existentes e trata-se de troca de bitola, troca de postes, compensação série ou paralelo, melhora do aterramento, construção de linhas de manobras, instalação de seccionadores, de reguladores de tensão, etc. Os melhoramentos, além de aperfeiçoar a Q.S., possibilitam adiar investimentos maiores como construção de novos alimentadores ou novas subestações.

A classificação de investimentos proposta torna mais claras as diferenças na metodologia que deve se adotar na avaliação dos investimentos em distribuição, especialmente devido ao risco dos projetos como explicado mais adiante.

Os investimentos devidos ao crescimento são projetos novos cujos benefícios são gerados pela contratação de energia e potência de novos clientes. Tratando-se de clientes livres, as condições de qualidade de serviço e preço são diretamente estabelecidas no contrato de fornecimento negociado entre o fornecedor e o cliente. O cliente livre tem liberdade para pedir condições especiais de qualidade, mas evidentemente a distribuidora considerará todos esses requerimentos adicionais no cálculo da tarifa. A distribuidora pode negociar com parte do seu lucro para competir com outro comercializador, mas não pode dar um serviço que resulte em perdas financeiras.

Já para o crescimento gerado por clientes com tarifa regulada, recomenda-se discriminar entre projetos por crescimento dentro e fora da zona de concessão, porque nos novos esquemas de remuneração de distribuidora, considera-se obrigatório dar serviço aos consumidores dentro da

zona de concessão e, portanto, neste caso a avaliação econômica não afeta a decisão, especialmente porque dentro da zona as obras necessárias são menores e porque o mecanismo de remuneração garante o pagamento dos investimentos sempre que adaptados para a demanda.

No caso de crescimento fora da zona de concessão, onde a distribuidora não tem obrigatoriedade de dar serviço, existem duas opções. Por um lado a distribuidora pode financiar o investimento total em linhas e equipamentos necessários para dar fornecimento, assumindo o maior risco do projeto, ou pode exigir ao cliente a construção de linhas para se conectar às redes da distribuidora dentro da zona de concessão. Esta última opção não resulta atrativa porque as distribuidoras ficam fechadas por outras linhas privadas ou de cooperativas que não permitem o crescimento do negócio. Por essa razão, as distribuidoras adotam a primeira opção incorporando um risco maior na avaliação econômica do projeto de crescimento. Observe-se que a construção de linhas é um negócio competitivo, sendo responsabilidade do consumidor escolher a opção mais vantajosa. Isto significa que o crescimento fora de zona é um negócio não regulado e no qual pode existir concorrência e portanto tem maior risco. Contudo, uma vez estabelecida a concessão, a atividade de distribuição criada pela nova linha passa a se converter em negócio regulado e a venda de potência e energia tem valores máximos estabelecidos por lei. A incerteza nos projetos de crescimento fora da zona de concessão é maior não apenas porque não se tem conhecimento da evolução futura das cargas contratadas, mas também porque o mecanismo de remuneração geral não está orientado a cobrir os custos desses investimentos. Devido a esse fato, em muitos casos é preciso uma contribuição monetária reembolsável por parte do consumidor para tornar viável o projeto de crescimento fora da zona de concessão.

No caso de melhoramentos existe uma situação atual de suprimento que gera despesas de operação e manutenção e, portanto, o projeto de melhoramento concorre com a situação atual. No projeto de melhoramento, a incerteza é menor porque existe uma história que justifica as projeções de demanda no mercado suprido e porque a regulação do negócio está orientada a cobrir esses custos, desde que sejam custos eficientes. Eficiente, neste contexto, quer dizer investimentos ajustados à demanda.

O projeto de melhoramento deve fornecer uma situação mais favorável do que a atual, incluindo diminuição de custos de exploração através da diminuição de perdas, manutenção e/ou operação.

Enquanto o projeto de crescimento é avaliado pelo potencial incremento da receita de exploração, o projeto de melhoramento é avaliado pela diminuição de custos que origina adotá-lo.

Neste capítulo os melhoramentos serão a preocupação, por estarem esses projetos mais relacionados com as melhoras da Q.S. nos sistemas de distribuição.

A Tabela 22 resume a discussão desta seção.

Tabela 22: Caracterização dos investimentos em distribuição

	Crescimentos		Melhoramentos
	Dentro de Zona	Fora de Zona	
Obras típicas	Pequenas obras em baixa e média tensão.	Grandes obras incluindo linhas e S/E.	Reforços, linhas, reguladores de tensão, capacitores, nova tecnologia, etc.
Objetivos das obras	Atenção de novos clientes dentro da zona de concessão.	Atenção de novos clientes fora da zona da concessão.	Recuperar os níveis de qualidade suprimento legais.
Classe de serviço	Obrigatório	Não obrigatório	Em alguns casos, Obrigatório.
Financiamento	Distribuidora	Consumidores (contribuição), distribuidora ou terceiros.	Distribuidora
Nível de risco	Muito baixo	Grande	Baixo

A técnica de avaliação de investimento mais utilizada é o cálculo do Valor Presente Líquido. A idéia da técnica é calcular o valor dos fluxos de caixa futuros e, em seguida; compará-lo com o investimento necessário. O VPL é calculado como indicado na expressão seguinte.

$$VPL = -I_0 + \sum_{i=1}^n \frac{FC_i}{(1-t)^i} \quad (37)$$

onde I_0 é o investimento no ano em que se deseja obter o VPL; FC_i são os fluxos de caixa líquidos gerados pelo projeto nos n anos da sua vida útil e t é a taxa de desconto dos fluxos.

Uma variável especialmente importante da metodologia é o uso de uma taxa adequada de desconto. A taxa de desconto deve reconhecer o custo do capital e o nível do risco do investimento. Para os projetos de crescimento fora da zona de concessão a taxa de desconto deve ser maior, porque o risco é maior do que no caso de projetos de melhoramento onde a demanda atual e passada são conhecidas, e onde a regulação do setor garante o retorno dos investimentos ajustados à demanda.

5.3 Melhoramentos das Redes de Distribuição

Os Melhoramentos são investimentos para alcançar e/ou manter os níveis adequados e regulamentados de qualidade do serviço e segurança das instalações. São investimentos nas redes

existentes em troca de bitola, troca de alguns postes, compensação série ou paralelo, melhora do aterramento, construção de linhas de manobra, instalação de chaves seccionadores, de reguladores de tensão, etc. Os melhoramentos, além de aperfeiçoar a Q.S., adiam investimentos maiores como construção de novos alimentadores ou novas subestações. O benefício de adiar um investimento maior também deve se considerar na avaliação dos melhoramentos.

A avaliação técnico econômica dos investimentos de melhoramento determina a solução mais rentável para um dado problema de qualidade. Por exemplo o problema de regulação de tensão pode se resolver usando reguladores de tensão, instalando banco de capacitores paralelos, transferindo carga para outro alimentador, reforçando a linha, etc. Cada uma das soluções com distintos investimentos e benefícios, deve ser avaliada para escolher a mais rentável. A avaliação, basicamente, considera determinar os três elementos de toda avaliação: investimento e custos do projeto, benefícios e taxa de desconto. Contudo, trata-se de projetos de renovação e portanto deve-se comparar a situação atual com a futura. Em outras palavras deve-se comparar a situação atual com a situação após ter sido efetuado o projeto de melhoramento.

A taxa de desconto dos fluxos futuros do projeto de melhoramento deve considerar que se trata de um setor regulado, onde o objetivo da regulação é obter investimentos ótimos. Desse modo os investimentos de melhoramentos (em muitos casos obrigatórios) devem ser descontados usando a taxa regulada, isto é a taxa considerada na definição de tarifas. Para o caso chileno o marco regulamentar considera uma taxa de desconto anual de 10%. No caso de Brasil, a Cooper identificou como desejáveis, através de entrevista com investidores, taxas de retorno na faixa de 11% e 13% anual real para o setor distribuição (COOPERS & LYBRAND, 1998). Portanto, os projetos de melhoramento devem ser avaliados com essa taxa de desconto. O assunto da taxa de desconto tem importância maior, porque trata-se de um setor regulado onde não se garante a taxa de retorno dos ativos, mas as tarifas são calculadas considerando que a rentabilidade do setor deve ficar entre valores considerados adequados.

Na Tabela 23 são mencionados vários investimentos em melhoramentos, considerando o estado atual de tecnologia, onde também se indica o benefício qualitativo do investimento. Os custos relacionados são apenas representativos da ordem de magnitude.

No processo de avaliação de projetos de melhoramentos, precisa-se de valores quantificáveis monetários do benefício. Para benefícios por menores perdas, a quantificação é direta (ver seção seguinte), mas para a diminuição das interrupções é necessário estabelecer um valor para a energia não suprida e a potência interrompida que tornem rentáveis os investimentos. Em outras palavras é preciso dispor de sinais na forma de incentivos e/ou penalidades controladas pelo regulador para fazer com que as distribuidoras invistam em continuidade.

Tradicionalmente tem sido recomendado usar o valor da energia não suprida, ENS, na avaliação dos projetos de continuidade. Essa recomendação é válida para empresas estaduais e remuneradas pelo custo do serviço, mas em um ambiente privado e concorrente, essa recomendação deve ser reavaliada. Por um lado a ENS tem valores econômicos diferentes segundo tratar-se de custo de não faturamento, custo de déficit ou custo de interrupção para clientes. Por outro, em uma empresa distribuidora privada e com fins de lucro sujeita a uma regulação do tipo limitação de preços/receita, considerar a ENS pode resultar em decisões erradas quando o regulador não tem adotado o mesmo critério para avaliar os investimentos ótimos. No caso de existir uma regulamentação explícita da continuidade, com penalidades baseadas na ENS, considerar o custo da ENS no valor da penalidade é o caminho adequado. Como tem mostrado a experiência na Argentina, o estabelecimento de penalidades por continuidade tem ajudado as distribuidoras a adotar as decisões de investimento para minimizar as interrupções.

Tabela 23: Investimentos em melhoramentos

Melhoramento	Benefício (qualitativo)	Custos aproximados
Capacitores, banco 3x150 kVAr, fixo.	Diminuem perdas, melhora regulação de tensão.	USD 1000
Capacitores, banco 3x150 kVAr, automático.	Diminuem perdas, melhora regulação de tensão, evita sobretensões em horas de baixa demanda.	USD 2000
Reforço linha MT com Alumínio CAIRO.	Diminui perdas, melhora regulação, aumenta nível de curto-circuito.	USD 20000/km
Reforço linha MT com cobre 2/0.	Diminui perdas, melhora regulação, aumenta curto-circuito.	USD 21000/km
Seccionador de linha (com carga).	Diminui tempo de interrupção.	USD 3000
Seccionador de linha tele controlado (com carga).	Diminui tempo de interrupção.	USD 15000
Religador com controle eletrônico local.	Diminui número e tempo das interrupções originadas por falhas transitórias.	USD 15000
Religador com controle eletrônico remoto.	Diminui número e tempo das interrupções originadas por falhas transitórias.	USD 20000
Regulador trifásico de tensão 200 A.	Melhora regulação de tensão.	USD 70000
Filtros harmônicos.	Diminuem perdas ativas em linhas e transformadores.	Muito variáveis, porque são projetados caso a caso.
Sinalizadores de falha	Diminuem o tempo de interrupção (procura).	USD 750
Tele sinalizadores	Diminuem o tempo de interrupção (aviso).	USD 2000

Nas seções seguintes analisam-se o valor das perdas e o custo das interrupções.

5.4 Valor Equivalente das Perdas

Com objetivo de avaliar projetos de melhoramento, o planejador deve se preocupar em determinar todos os benefícios, investimentos e custos de cada projeto. Devem se considerar todos os custos, sejam de operação, manutenção, administração, etc. Entre os benefícios devem se considerar a diminuição de perdas, a diminuição de despesas de operação, o atendimento de novos mercados, etc. Em particular devem se considerar as melhoras da Q.S. ou de condições de segurança quando sejam valoráveis economicamente. Evitar penalidades ou indenizações econômicas por condições de segurança ou de Q.S. são um exemplo de benefícios a considerar. A aplicação da metodologia do VPL, não terá sentido se os custos e benefícios do projetos não têm sido calculados com um nível aceitável de certeza.

Um benefício que as distribuidoras devem procurar é a redução de perdas. As perdas nos sistemas elétricos de distribuição tem dois componentes de custo econômico: o custo da energia que o distribuidor compra ao gerador e que não vende (perdas físicas $I^2 \cdot R \cdot t$) e as perdas de potência que incrementam a ponta do sistema e que a distribuidora deve pagar ao gerador. O valor equivalente das perdas considera os dois custos e é calculado para a operação de cada projeto a avaliar.

A metodologia usada para avaliar as perdas de energia quantifica (mediante o uso de fluxos de carga) as perdas de potência na condição de demanda máxima ($kW_{p,Dmax}$). Calculadas as perdas de potência na condição de demanda máxima e usando o fator de carga das perdas (FC_{perd}) pode-se calcular as perdas anuais de energia ($kWh_{p,ano}$). No caso de avaliação de investimentos em alimentadores, é costume usar o valor anual de energia (EA) e a demanda máxima anual (DMA) para estimar o fator de carga anual do alimentador. Desse modo o fator de carga do alimentador pode se calcular através da expressão seguinte:

$$FC = \frac{EA/8760}{DMA} \quad (38)$$

onde a energia consumida nas 8760 horas do ano (EA) é medida em kWh e a demanda máxima anual, DMA, em kW. Dependendo da classe de cliente predominante no alimentador, podem se obter fatores de carga que vão desde 0,3 (para alimentadores residenciais) até 0,65 (para alimentadores industriais).

A expressão anterior corresponde ao fator de carga do alimentador, isto é, a razão entre a demanda média e máxima do alimentador. O fator de carga do alimentador não pode ser usado para apurar as perdas de energia, porque a curva de carga das perdas é sempre menos plana do que a do alimentador (efeito I^2) e, portanto, o fator de carga das perdas é sempre menor que o fator de carga do alimentador. Para o cálculo do fator de carga das perdas, pode-se usar um modelo linearizado da curva de carga do alimentador e executando fluxos de carga para cada patamar de demanda, estima-se a curva de carga das perdas, e em seguida se calcula o fator de carga destas perdas. Uma outra opção é usar expressões matemáticas de relação entre o fator de carga do alimentador e o das perdas. A expressão seguinte é um exemplo de tais fórmulas matemáticas.

$$FC_{perd} = K_1 \cdot FC + K_2 \cdot FC^2 \quad (39)$$

Estas expressões são aproximadas devido ao valor de K, mas são úteis em planejamento. Os valores de K_1 e K_2 dependem da forma da curva de carga. Por exemplo para alimentadores predominantemente residenciais de distribuição valores usuais são $K_1 = K_2 = 0,5$. Nesse caso pode-se estimar o fator de carga das perdas (FC_{perd}) segundo a expressão:

$$FC_{perd} = 0,5 \cdot (FC + FC^2) \quad (40)$$

Com o valor de perdas de potência para demanda máxima ($kW_{p,Dmax}$) obtido de um fluxo de carga, as perdas de energia ao ano ($kWh_{p,ano}$) são calculadas usando o fator de carga (FC_{perd}) como mostrado na expressão seguinte:

$$kWh_{p,ano} = FC_{perd} \cdot kW_{p,Dmax} \cdot 8760 \quad (41)$$

As perdas financeiras devidas às perdas físicas de energia dependem da estrutura tarifária com que a distribuidora compra energia e potência. Assumindo um valor médio para a energia (R\$/kWh) comprada pela distribuidora, pode-se valorar as perdas financeiras por energia (PFE) segundo a expressão (42) seguinte:

$$PFE(R\$/ano) = FC_{perd} \cdot kW_{p,Dmax} \cdot 8760 \cdot \frac{R\$}{kWh} \quad (42)$$

Na equação (42) PFE é a perda financeira por energia e corresponde à quantia que a distribuidora paga ao gerador por energia que não vende, mas que compra e perde em linhas e equipamentos do sistema de distribuição.

Outro fator das perdas financeiras é o valor das perdas de potência. O valor das perdas de potência depende dos valores estabelecidos nos contratos de compra de energia e potência entre o gerador e o distribuidor. A quantia paga por potência pela distribuidora ao gerador inclui a potência que vende aos seus clientes e as perdas de potência em linhas e equipamentos. Supondo um contrato

bilateral onde o distribuidor paga a potência máxima anual por 12 meses, pode-se estimar as perdas financeiras por potência (PFP) segundo a fórmula (43).

$$PFP(R\$/ano) = kW_{p.Dmax} \cdot \frac{R\$}{kW} \cdot 12 \quad (43)$$

Somando as expressões para PFE e PFP e, isolando as perdas de potência $kW_{p.Dmax}$ obtém-se o valor equivalente das perdas VEP.

$$VEP(R\$/ano) = kW_{p.Dmax} \cdot \left[\frac{R\$}{kW} \cdot 12 + FC_{perd} \cdot 8760 \cdot \frac{R\$}{kWh} \right] \quad (44)$$

O VEP representa o valor financeiro das perdas de potência e energia em sistemas de distribuição e permite a avaliação de investimentos, especialmente se tem como resultados a diminuição de perdas como no caso instalação de capacitores paralelos, reforços de linhas, reconfiguração da rede ou até diminuição de correntes harmônicas mediante filtros (KEY e LAI, 1996, CARPINELLI et al., 1996).

Assumindo um fator de carga das perdas de 0,2 e um valor para a potência em horas ponta de 7,4 R\$/kW e de 0,03 R\$/kWh para a energia, o valor equivalente das perdas chega a 141,4 R\$/ano. Isto é, para cada kW de perdas em linhas e equipamentos de distribuição, a distribuidora deve pagar da ordem de 141,4 reais ao gerador. Por exemplo, supor uma linha de distribuição com uma demanda de 3,5 MW e perdas de 300 kW (8,6%). Para esse alimentador, a distribuidora deve pagar para a geradora cerca de R\$ 42.420,00 ao ano por perdas em linhas e equipamentos. Um investimento que diminua as perdas desse alimentador em 100 kW significará benefícios por cerca de R\$ 14140 reais ao ano. Por ser um melhoramento, a avaliação econômica desse melhoramento deve usar a taxa regulada do setor distribuição.

5.5 Melhoramentos e Custo de Interrupção

Os custos da restrição de continuidade de energia elétrica nas distribuidoras podem ser avaliados sob dois enfoques: custos de não faturamento e custo de interrupção (MASSAUD, et al., 1994).

O custo de não faturamento diz respeito ao prejuízo (ou menor benefício) sofrido pela concessionária de energia elétrica pelo fato de não ter concretizado a venda de energia aos usuários, enquanto o custo de interrupção reflete os prejuízos causados pela restrição de energia que surpreende o usuário de forma intempestiva.

Para as distribuidoras, na ausência de penalidades por continuidade, as interrupções do serviço significam apenas custos de não faturamento, que não são grandes custos diretos, devido principalmente a duas razões:

- A remuneração das empresas de distribuição baseia-se nas chamadas tarifas de duas parcelas. Isto é, a estrutura de tarifa tem encargos fixos e variáveis, onde o encargo fixo está relacionado para a potência e o encargo variável para a energia e, em alguns casos, com a potência medida. Essa estrutura de tarifas faz com que ante uma interrupção do suprimento a distribuidora não possa vender energia, mas os encargos fixos por potência não são alterados.
- Devido ao fato que as distribuidoras não armazenam energia e estão permanentemente ligadas ao gerador (através do sistema de transmissão) e ao consumidor final (através da rede de distribuição), quando acontece uma interrupção a distribuidora não vende, mas também deixa de comprar a mesma quantidade de energia ao gerador. Portanto a distribuidora perde apenas a diferença entre o custo de compra e venda.

Entretanto os custos de investimento para melhorar a continuidade, ou seja os custos de melhoramento, são importantes e crescentes com o nível de continuidade exigido ao sistema. Por exemplo, considere-se a análise determinística da Figura 13.

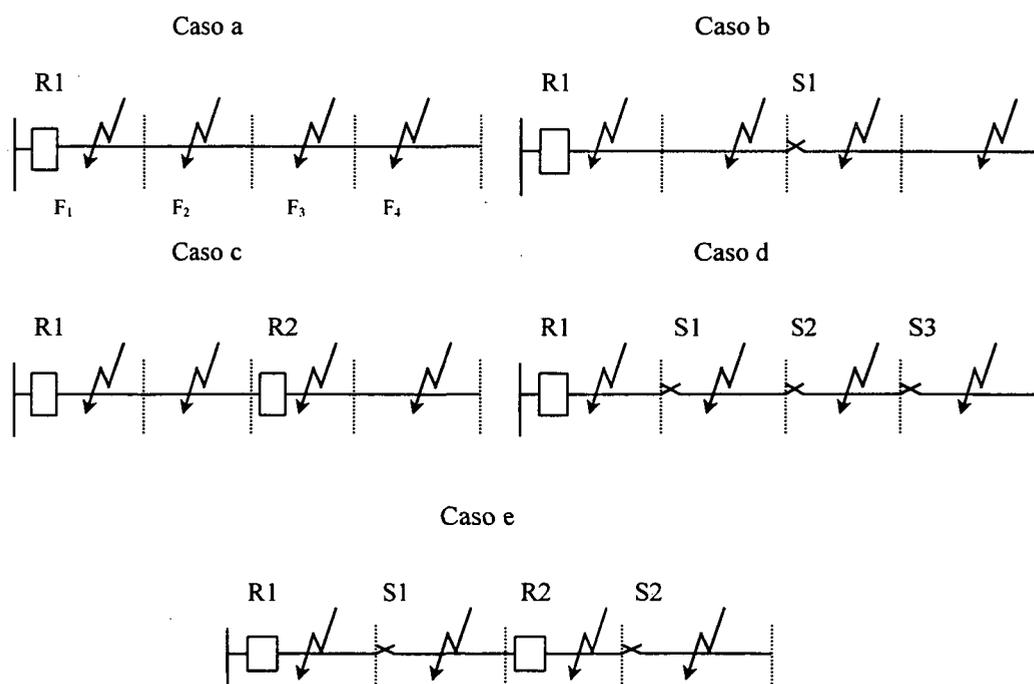


Figura 13: Exemplo de custos de melhoramento da continuidade

A Figura 13a mostra um alimentador de L km com N clientes uniformemente distribuídos. Assumindo quatro falhas distribuídas ao longo do alimentador e do ano, é possível estimar as melhoras no DEC associadas a determinados investimentos.

As seguintes suposições são necessárias para a apuração dos índices DEC e FEC:

- o tempo total necessário para reparação de qualquer falha é de 4 horas.
- o tempo necessário para atingir e atuar sobre as chaves da rede é de 1 hora.
- os custos de investimentos são estimados conforme a Tabela 23 da seção 5.3.

O caso a é o caso base. Nessas condições qualquer falha ao longo dos L km de linha é isolada pela proteção geral R1. A Tabela 24 mostra o resumo de eventos e dados necessários para o cálculo dos índices, resultando o DEC em 16 horas e o FEC em 4 vezes.

Tabela 24: Interrupções: caso a

Evento	Elemento	Duração	Clientes	Cltes* Dur
F1	R1	4	N	4*N
F2	R1	4	N	4*N
F3	R1	4	N	4*N
F4	R1	4	N	4*N
Total			4*N	16*N

O caso b considera a instalação de um seccionador com um custo de 3000 dólares no quilômetro L/2 do alimentador. Esse seccionador permite que as falhas a jusante de S1 (F3 e F4) sejam isoladas pelo seccionador, permitindo o restabelecimento do serviço e diminuindo o tempo total de interrupção dos consumidores a montante de S1. A Tabela 25 mostra os eventos e dados para o cálculo dos novos índices, resultando o DEC em 14 horas e o FEC em 5 vezes. Observe-se que a melhora conseguida no DEC através do seccionador, implica em um pior FEC devido à necessidade de uma interrupção equivalente a mais.

Tabela 25: Interrupções: caso b

Evento	Elemento	Duração	Clientes	Cltes * Dur
F1	R1	4	N	4*N
F2	R1	4	N	4*N
F3	R1	1	N	N
F3'	S1	4	N/2	2*N
F4	R1	1	N	N
F4'	S1	4	N/2	2*N
Total			5*N	14*N

No caso c tem-se considerado a instalação de um religador automático R2 no km L/2 do alimentador com um custo de 15000 dólares. Assume-se que as proteções estão perfeitamente coordenadas de maneira que as falhas a jusante do R2 serão detectadas e isoladas pela proteção R2.

A Tabela 26 mostra os dados necessários para o cálculo dos índices, resultando um DEC de 12 horas e um FEC de 3 vezes. A correta coordenação dos religadores R1 e R2 possibilita a redução de ambos índices, porque o religador R2 isola automaticamente a seção linha falhada.

Tabela 26: Interrupções: caso c

Evento	Elemento	Duração	Clientes	Cltes * Dur
F1	R1	4	N	4*N
F2	R1	4	N	4*N
F3	R2	4	N/2	2*N
F4	R2	4	N/2	2*N
Total			3*N	12*N

No caso d, é considerado um investimento de 9000 dólares em três seccionadores S1, S2, S3 alocados em L/4, L/2 e 3L/4. A Tabela 27 mostra os dados para o cálculo dos índices, resultando o DEC em 13 horas e o FEC em 5,5 vezes.

Tabela 27: Interrupções: caso d

Evento	Elemento	Duração	Clientes	Cltes*Dur
F1	R1	4	N	4*N
F2	R1	1	N	N
F2'	S1	4	3*N/4	3*N
F3	R1	1	N	N
F3'	S2	4	N/2	2*N
F4	R1	1	N	N
F4'	S3	4	N/4	N
Total			11*N/2	13*N

Tabela 28: Interrupções caso e

Evento	Elemento	Duração	Clientes	Cltes*Dur
F1	R1	4	N	4*N
F2	R1	1	N	N
F2'	S1	4	3*N/4	3*N
F3	R2	4	N/2	2*N
F4	R2	1	N/2	N/2
F4'	S2	4	N/4	N
Total			4*N	23*N/2

Finalmente o caso e considera um investimento de 21000 dólares distribuídos em um religador R2 (15000 dólares) instalado no km L/2 da linha e dois seccionadores S1, S2 instalados nos km L/4 e 3L/4. Na Tabela 28 estão os dados que mostram um DEC de 11,5 horas e um FEC de 4 vezes.

O modelo determinístico apresentado, ainda que básico, estabelece uma relação clara entre investimento e nível de continuidade medido através do DEC. Na Figura 14 apresentam-se os valores de DEC obtidos para os investimentos simulados. Já para o FEC, o modelo determinístico não reflete uma relação clara entre o nível de investimento e o FEC resultado desse investimento especialmente, porque o FEC depende fundamentalmente da presença das falhas. Para simular investimentos que afetem o FEC, isto é, que modifiquem a presença de falhas, seria necessário modificar o número de falhas, por exemplo através, de um investimento que considere passar linhas aéreas para subterrâneas onde a taxa de falhas é notavelmente menor, ou através de para-raios, ou cabos-guarda, ou aterramento melhor, ou até poda de árvores.

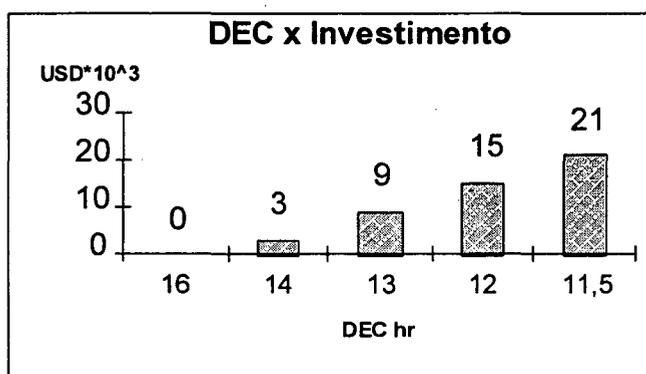


Figura 14: Gráfico DEC X Investimentos

Por outro lado, as interrupções nos sistemas de distribuição, fazem que com que alguns consumidores sofram grandes perdas econômicas. Estes clientes desejam a melhor confiabilidade e qualidade do serviço que seja possível e estariam dispostos a pagar por melhoras no serviço. Entretanto a maioria dos clientes não tem grandes problemas com as interrupções e/ou perturbações e não desejam pagar mais por um serviço de melhor qualidade ou mais confiável. Isto sugere um tratamento diferenciado, mas sendo a regulamentação dos preços do serviço elétrico em distribuição estabelecida em base a custos médios, resulta difícil atender os distintos interesses dos consumidores. Contudo, esse tratamento diferenciado pode se aplicar no nicho dos clientes livres, onde a negociação direta entre a distribuidora e o cliente pode se dar estabelecendo-se preços em função da qualidade garantida contratualmente.

Os clientes sofrem custos derivados da falta de qualidade. Alguns custos são consequência direta da falta de qualidade, enquanto outros são causados em forma indireta. Na indústria a parada de um processo produtivo, a perda de matéria prima ou alimentos congelados, etc., são custos diretos da

falta de suprimento. Esses custos são de fácil identificação e quantificação, mas existem outros custos difíceis de determinar. Por exemplo, como valorar o incômodo de ter que subir pela escada vários andares de um prédio, ou ter que tomar banho com água fria ou a falta de segurança por falta de energia elétrica.

A dificuldade em determinar os custos dos clientes por interrupções está em que, por um lado existem custos de difícil quantificação e, por outro, a valorização que os clientes fazem do produto serviço-eletricidade é distinta segundo o objetivo que para eles tem a eletricidade. Por exemplo, os custos de interrupção são diferentes para consumidores residenciais, industriais e comerciais, também são diferentes dependendo da hora do dia em que a interrupção acontece e se trata de consumidores urbanos ou rurais. A maneira como tem sido resolvido esses problemas tem evoluído desde que começou a ser usado o conceito de custo de interrupção. Historicamente tem sido usado o custo da energia não suprida ENS, mas esse índice apenas contabiliza a duração da interrupção e não a frequência das interrupções. Contudo a ENS é um indicador adequado sempre que o valor econômico do kWh interrompido seja representativo dos custos de interrupção do cliente. Por essa razão a tendência é que o valor adotado como penalidade para a ENS seja bem maior que o custo de compra que distribuidora paga ao gerador (7 vezes no regulamento de qualidade da distribuição da Bolívia, 1994).

Tendo presente os custos de interrupção e de melhoramento, a tarefa do regulador é estabelecer padrões obrigatórios de continuidade e qualidade que procurem o justo equilíbrio entre custos de investimento em redes de distribuição e custos de interrupção no cliente.

A avaliação de projetos de melhora da continuidade, pode se basear em uma metodologia que considere os custos dos clientes e de investimento da distribuidora (SULLIVAN et al., 1996). Esse enfoque é chamado Planejamento Baseado no Valor da Confiabilidade *VBRP (Value Based Reliability Planning)* e possibilita minimizar os custos totais compostos pela soma dos custos dos clientes e da distribuidora.

Em um cenário de regulação pelo custo do serviço, onde todos os custos são reconhecidos na tarifa, a metodologia VBRP é apropriada porque todos os projetos de melhoramentos são pagos pela tarifa e rentabilizados à taxa do setor. Entretanto, no novo cenário de regulação por limitação de preços ou da receita e com distribuidoras privadas, esse enfoque deve ser examinado com detalhe, porque a nova regulação apenas reconhece os custos de investimento ótimos no sentido de equilíbrio preço/qualidade de referência. Isto é, a nova regulação atua no sentido de que a tarifa pague um nível de qualidade de referência, mas não procura explicitamente um ótimo que minimize os custos totais de clientes e distribuidora.

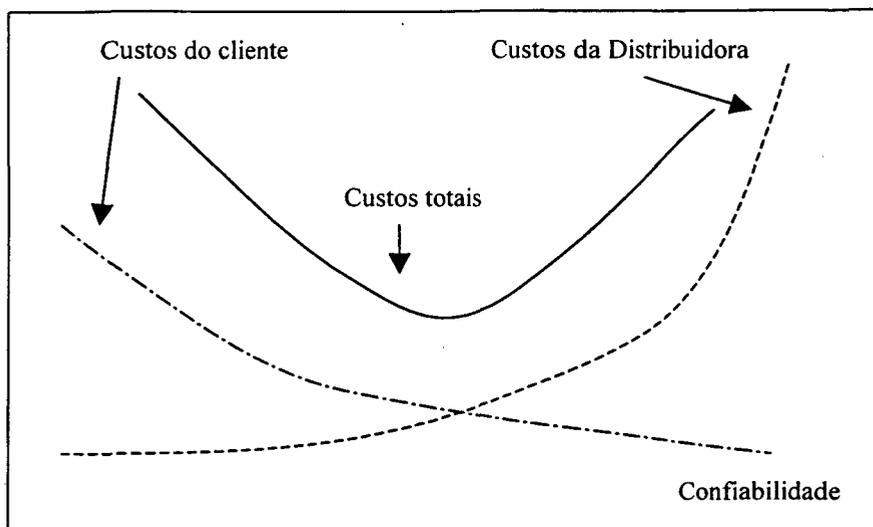


Figura 15: Planejamento baseado no valor da confiabilidade

O valor de qualidade de referência considerado na tarifa é definido pelo regulador usando redes de referência (caso da regulamentação chilena) ou adotando valores médios do conjunto agregado de empresas do setor (Inglaterra). Contudo, no capítulo 6 desta dissertação é proposto um modelo teórico de regulamentação da qualidade que considera o ótimo social da curva da Figura 15. Nesse capítulo, a regulamentação da qualidade será estudada com detalhes e será proposta uma regulamentação prática para o Brasil. É importante salientar que sob um esquema de remuneração baseado em limitação de preços ou receita, as distribuidoras precisam de sinais claros para investir em qualidade, especialmente em continuidade, e que tais sinais devem ser estabelecidos pelo regulador considerando o custo das interrupções para o consumidor.

5.6 Conclusões

Neste capítulo foram classificados os investimentos das distribuidoras em crescimento e melhoramento. Os melhoramentos são investimentos cujo objetivo é recuperar e manter os níveis regulamentados de qualidade do serviço e devem ser avaliados usando a taxa de desconto fixada pelo regulador para o setor. No caso brasileiro essa taxa seria da ordem de 12% anual.

Também foi mostrado que o valor equivalente das perdas elétricas possibilita avaliar melhoramentos, especialmente quando resultam em diminuição de perdas, como reforços, instalação de capacitores, reconfiguração das cargas, etc. Usando valores típicos do setor elétrico brasileiro mostrou-se que por cada kW de perdas em linhas e equipamentos, a distribuidora paga ao gerador cerca de R\$ 141,4 ao ano.

Para os melhoramentos da continuidade, mostrou-se que a distribuidora tem custos de investimentos exponencialmente crescentes com o nível de duração das interrupções pretendido. Isto é, o rendimento das quantias que a distribuidora investe em melhoramentos da continuidade é decrescente. Portanto quanto maior o nível de continuidade da rede, maior as quantias necessárias para melhorar os índices DEC e FEC.

Finalmente o capítulo apresentou o conceito de Planejamento Baseado no Valor da Confiabilidade (VBRP), salientando que no novo ambiente de regulação do setor elétrico brasileiro é o regulador quem deve fornecer os sinais para que as distribuidoras façam investimentos que, sendo rentáveis, levem o sistema a um nível de qualidade ótimo, minimizando os custos do conjunto distribuidora e consumidor. Esse conceito de VBRP será usado no capítulo 6 para a proposta de uma regulamentação teórica e prática da qualidade de serviço em sistemas de distribuição sujeitos a limitação de preços.

CAPÍTULO 6 PROPOSTA DE REGULAMENTAÇÃO DA QUALIDADE DO SERVIÇO EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO

6.1 Introdução

Nos capítulos 1 até 5 desta dissertação foram discutidos distintos assuntos relacionados com a Q.S. nos sistemas elétricos de distribuição. O novo paradigma de regulação do setor foi apresentado no capítulo 2, salientado que o negócio de redes continuará sendo regulado, mas o novo mecanismo de remuneração obrigará as empresas a um melhor controle dos custos. Também foram discutidas as implicações deste novo esquema de remuneração na Q.S. deixando clara a necessidade de uma regulamentação explícita da qualidade com que os serviços de distribuição devem ser fornecidos aos consumidores.

Na procura de um entendimento sistêmico e completo da problemática associada com a qualidade nos serviços de distribuição, no capítulo 3 foram analisadas as distintas perturbações e fenômenos existentes nas redes elétricas e que deterioram a qualidade. Nesse capítulo foi mostrado que é possível discriminar entre aspectos técnicos e aspectos comerciais da qualidade. Para cada um desses aspectos é possível estabelecer índices que medem o nível de desempenho da distribuidora. Na procura da estratégia adequada para a formulação de uma regulamentação da Q.S. para o Brasil, o capítulo 4 examinou as regulamentações vigentes no Chile, Argentina, Inglaterra, França, Bolívia e a proposta de regulamentação da NYSEG e de Noruega, sendo mostrado que toda regulamentação baseia-se em um esquema de penalidades e/ou incentivos. Ainda que o enfoque seja distinto nos países relacionados acima, foram dadas evidências da necessidade de estabelecer um nível de referência de qualidade associado com a remuneração da distribuidora. O capítulo 5 analisou os custos e os investimentos em qualidade que as empresas distribuidoras devem se defrontar. Os investimentos foram classificados em crescimentos e melhoramentos, sendo estes últimos os mais relacionados com a qualidade. Foi mostrado que existem soluções técnicas dos problemas de qualidade que, além de resolver o problema técnico, fornecem projetos com rentabilidade muito atrativa. Contudo, alguns dos problemas de qualidade, especialmente continuidade, precisam de sinais claros do regulador, os quais podem ser dados mediante um sistema adequado de incentivos e/ou penalidades.

Neste capítulo é apresentada uma proposta de regulamentação da qualidade de serviço para o setor de distribuição no Brasil. A proposta baseia-se na revisão das regulamentações em diversos países e no objetivo de minimizar o custo social da qualidade. Para fins do modelo de regulamentação proposto, o custo social está composto pela soma dos custos de investimento da distribuidora e dos custos devidos à má qualidade que suporta o consumidor.

Primeiramente, é apresentada uma discussão conceitual da regulamentação da qualidade. Essa discussão baseia-se na identificação dos elementos conceituais que as regulamentações internacionais revisadas no capítulo 4 apresentam. Seguidamente é desenvolvido o modelo teórico de regulamentação baseado na procura de um nível ótimo de qualidade de serviço que minimize o custo social. O efeito do mecanismo de penalidade e incentivos sobre a remuneração das distribuidoras é estudado, onde se salienta a necessidade de um mecanismo adicional de penalidade que garanta a qualidade mínima individual. Uma proposta prática de regulamentação que considera as facetas de continuidade, conformidade e atendimento aos clientes é proposta com base em uma simplificação do modelo teórico proposto.

6.2 Elementos Conceituais de Regulamentação da Qualidade do Serviço nos Sistemas Elétricos de Distribuição

A Qualidade de Serviço nos sistemas elétricos é o conjunto de atributos e propriedades, técnicas e não técnicas, que definem as condições sob as quais as atividades do setor elétrico devem ser desenvolvidas.

A qualidade do serviço elétrico é complexa e difícil de quantificar, entretanto, baseando-se em índices que medem determinados atributos, pode ser estabelecido um marco que defina o nível desta qualidade de serviço.

A qualidade de serviços elétricos pode ser dividida nos atributos continuidade, conformidade e atendimento ao cliente. Cada um destes aspectos da qualidade pode ser quantificado de acordo com uma base de índices apropriados.

Será denominado, nesta dissertação, de Modelo de Qualidade (MQ) ao conjunto de atributos de continuidade, de conformidade e de atendimento comercial refletidos em valores numéricos através de índices, e que tem como objetivo quantificar a qualidade do serviço elétrico.

A distribuição de energia elétrica é um monopólio regulado que entrega um serviço e um produto. A regulação da atividade de distribuição considera explicitamente a regulamentação do preço do serviço, do preço do produto e das relações comerciais. A definição de uma tarifa para os serviços

elétricos determina também custos, explícitos ou não, nos quais o nível de qualidade do serviço tem importância maior. Portanto, a regulação do setor distribuição também deve incluir a regulamentação explícita do nível de qualidade do serviço.

O Nível de Qualidade de Referência (NQR) será definido como o nível de qualidade média global que a tarifa, administrativamente fixada, reconhece explicitamente através do modelo de qualidade no processo de cálculo dos custos do serviço elétrico. Para o caso brasileiro essa fixação de preços baseia-se na regulamentação pela limitação da receita, onde uma receita base é autorizada durante um período fixo de tempo. A receita base é determinada com base nos custos, explícitos ou não, de prestar o serviço e, portanto, tem relacionado um nível de qualidade de referência.

Propõe-se chamar Qualidade Mínima Garantida (QMG) ao nível de qualidade de serviço que todo cliente em forma individual tem direito.

Os custos da prestação do serviço de distribuição dependem de diversos fatores como clima, geografia, classe de clientes, etc. Por outro lado, o nível de qualidade de serviço esperado pelos clientes depende, entre outros aspectos, do uso que os clientes dão a energia. Portanto é necessário segmentar o mercado em classes homogêneas de clientes. Dentro de cada uma dessas classes os custos do serviço e o NQR são considerados iguais.

A responsabilidade da qualidade corresponde a cada agente que comercializa o produto ou o serviço. Cada fornecedor do produto serviço eletricidade é responsável pela qualidade frente a seus clientes. Assim, geradores são responsáveis frente aos seus clientes diretos, transmissoras e distribuidoras; transmissoras são responsáveis ante distribuidoras e estas frente a seus clientes consumidores.

A qualidade pode ser deteriorada por causa das instalações e equipamentos dos clientes. Portanto é necessário estabelecer mecanismos mediante os quais as distribuidoras controlem as perturbações injetadas por clientes nas redes de distribuição. Serão denominados de Níveis de Perturbações Toleráveis (NPT) aos valores máximos admissíveis de perturbações injetadas por clientes na rede de distribuição.

A etapa de distribuição, além de ser a mais próxima ao cliente ou consumidor de eletricidade, é a que mais responsabilidade tem no nível agregado de qualidade com que o serviço/produto eletricidade é entregue aos clientes. As diversas práticas de planejamento, operação e manutenção com que as atividades de distribuição são levadas a cabo, afetam de maneira significativa a qualidade do serviço. Portanto, o nível global de qualidade na etapa de distribuição é responsabilidade da distribuidora. Esta, como cliente das geradoras e transmissoras, deverá exigir as adequações necessárias nos sistemas de geração e transmissão com o objetivo de melhorar a qualidade global do sistema.

Os custos de investimento das empresas elétricas para melhorar a qualidade do serviço são crescentes com o nível desejado de qualidade. Níveis superiores de qualidade do serviço exigem níveis maiores de investimento. Por outro lado, os custos que os clientes suportam devido a níveis baixos de qualidade são maiores dos que suportam para níveis altos de qualidade. Assim a soma dos custos das empresas elétricas e dos custos dos clientes constitui o custo social.

Em teoria existe um valor mínimo da curva de custo social. Nesse ponto a melhora marginal de qualidade não se justifica pela diminuição marginal de custo do cliente. Isto é, existe um nível de qualidade que minimiza a curva de custo social. Será denominado, neste trabalho, de Nível Ótimo de Qualidade (NOQ) ao nível de qualidade que minimiza o custo social.

O ótimo social é difícil de quantificar, porque o valor da qualidade é subjetivo e depende da valorização que cada cliente faz do produto serviço eletricidade.

Denomina-se penalidade à quantidade monetária que a empresa elétrica deve pagar por entregar o serviço/produto eletricidade em condições deficientes de qualidade. A deficiência na qualidade pode ser global (violação do NQR) ou individual (violação da QMG). Uma empresa elétrica entrega um serviço produto deficiente, quando mediante medidas e o cálculo dos índices do modelo de qualidade, se comprova que não cumpre com entregar o nível de qualidade de referência ou a qualidade mínima garantida associada à remuneração base.

Denomina-se incentivo à quantidade monetária destinada a premiar o desempenho da distribuidora. A distribuidora que consegue uma qualidade maior do que o NQR tem direito a um incentivo porque a qualidade conseguida é maior do que a associada com a remuneração base.

Indenização é quantidade monetária que a empresa elétrica paga ao cliente como compensação por um produto serviço deficiente.

Os elementos conceituais anteriores, baseados na revisão dos regulamentos de qualidade do serviço do capítulo 4 e nos conceitos dos capítulos 2, 3 e 5, permitem modelar uma regulamentação de Qualidade de Serviço. Nas seguintes seções é apresentado um modelo teórico e proposto um modelo prático para a regulamentação da qualidade de serviço em sistemas elétricos de distribuição.

6.3 Modelo Teórico de Regulamentação da Qualidade de Serviços em Sistemas Elétricos de Distribuição Sujeitos a Limitação de Preços ou Receita

Os objetivos básicos de uma boa regulamentação da qualidade do serviço em sistemas elétricos de distribuição, podem se resumir em (RIVER, 1999):

- Conseguir que a qualidade do serviço do conjunto de distribuidoras seja o Nível Ótimo de Qualidade, NOQ, que minimiza o custo social.
- Controlar os serviços de eletricidade para que o nível de qualidade do serviço médio global entregue aos consumidores seja o Nível de Qualidade de Referência, NQR, isto é, que exista coerência entre a remuneração que recebe a distribuidora e a qualidade do serviço que efetivamente oferece.
- Garantir que todo cliente receba ao menos a Qualidade Mínima Garantida, QMG, isto é, que todo cliente receba um nível mínimo de qualidade.
- Conseguir que os clientes sejam beneficiados pelo incremento no nível de qualidade sem prejudicar as distribuidoras.

O primeiro objetivo é o clássico princípio de toda iniciativa de regulamentação. Como foi definido, o Nível Ótimo de Qualidade é o nível de qualidade onde a soma dos custos de investimento em melhoramentos das distribuidoras e os custos dos clientes por má qualidade é mínima. Nesse nível de qualidade o custo social é minimizado. Para conseguir esse objetivo é preciso estabelecer mecanismos de incentivos e penalidades.

O segundo objetivo estabelece o desejo de justiça entre o pagamento de um serviço e a qualidade efetiva do mesmo. Além disso, salienta a necessidade de controle dos níveis efetivos de qualidade. Uma boa regulamentação deve considerar os mecanismos de fluxo de informação desde as empresas até o regulador, com o objetivo deste fiscalizar o cumprimento das regulamentações.

O fato de uma empresa cumprir com o NQR, não garante que todo cliente obtenha boa qualidade porque, o NQR é um nível médio global que pode disfarçar casos isolados de péssima qualidade. Por essa razão é preciso estabelecer níveis de QMG e mecanismos de indenização ao cliente quando a distribuidora não fornece o serviço produto com condições mínimas de qualidade.

Finalmente o objetivo quatro estabelece o desejo de não prejudicar as distribuidoras com exigências cujos custos não são pagos pelas tarifas dos clientes. Esse objetivo é tarefa conjunta da regulamentação de preços e qualidade. Esses quatro objetivos básicos podem se obter através da regulamentação teórica proposta a seguir.

O Custo Social da Qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica (CSQ), em um determinado nível de qualidade, pode ser expresso pela soma do custo de fornecer o serviço e o custo dos clientes motivado pela falta de qualidade. Esses custos são função do nível de qualidade do serviço e tem a forma apresentada na Figura 16. A Figura 16 é apenas orientadora da forma das curvas, podendo ser diferentes na prática. Contudo, como foi analisado no capítulo 5, o custo do melhoramento do sistema de distribuição cresce com o nível esperado de qualidade, enquanto o custo suportado pelos consumidores diminui com níveis de qualidade maiores. Na Figura 16, NQ, é um índice genérico que representa a qualidade com que o serviço de distribuição é fornecido aos clientes. O NQ pode ser um conjunto de índices que mede a qualidade (o modelo de qualidade), ou pode ser apenas um determinado índice tal como o DEC. Em teoria é conveniente adotar um índice que reflete a totalidade das facetas da qualidade, isto é, continuidade, conformidade e atendimento comercial, porque todas essas facetas da qualidade implicam em custos na distribuidora e no cliente. Entretanto, quanto maior o número de índices mais difícil é obter em forma prática as curvas de custos. Por enquanto, pode se pensar que se trata de um conjunto de índices e, mais adiante será apresentada uma simplificação do modelo e um mecanismo prático de aplicação da teoria proposta.

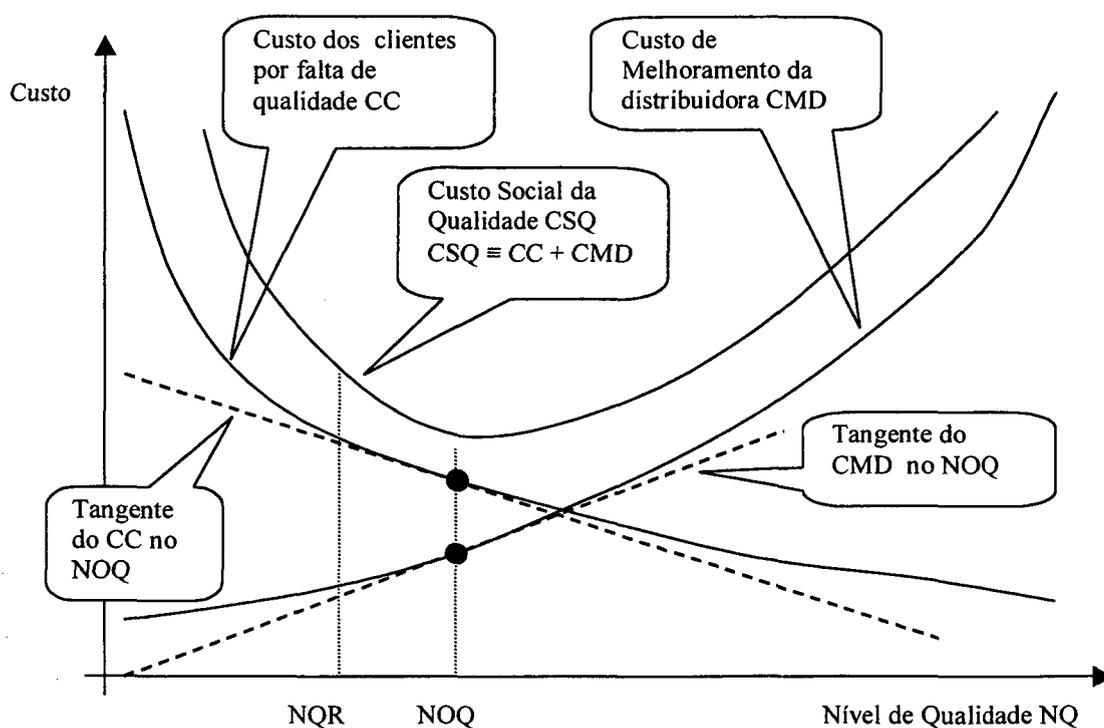


Figura 16: Regulamentação teórica da Qualidade do Serviço em sistemas elétricos

Os conceitos da Figura 16 são conhecidos há longo tempo, mas sempre foram usados sob o enfoque da regulação tradicional (custo do serviço) do setor elétrico. Nessa regulação todos os

custos da distribuidora eram pagos pelos clientes, assim a distribuidora podia investir sem se preocupar com o retorno dos investimentos em melhoramentos. Nesse modelo de regulamentação o problema da distribuidora não era quanto investir, mas sim onde investir. Assim, o custo social fornecia uma idéia de onde o capital investido conseguia o melhor benefício para os clientes. Entretanto, na nova regulação do setor brasileiro as empresas distribuidoras privadas, com fins de lucro, já não tem garantida a rentabilidade dos investimentos e, portanto, não existe incentivo para investir em melhoramentos. Este fato é tido em conta nesta proposta de regulamentação da qualidade, porque delega ao regulador a responsabilidade de minimizar o custo social do serviço de distribuição. Para isso a regulamentação considera incentivos quando o NQ da distribuidora for maior do que o NQR, penalidades quando for inferior e indenizações quando a qualidade individual for menor que a QMG.

Como pode ser observado na Figura 16, a curva de custo social da qualidade tem um mínimo associado a um nível de qualidade ótimo. O NOQ é um nível ótimo de qualidade porque minimiza o custo social de oferecer o serviço. Qualquer outro nível de qualidade implica em maior custo social pago pela distribuidora (em melhoramentos), ou por clientes (como custo de falta de qualidade). Minimizar o CSQ equívale a resolver o problema matemático expressado na equação (45), onde CSQ é o custo social da qualidade, CC é o custo dos clientes por falta de qualidade, CMD é o custo de melhoramento da distribuidora e NQ é o nível de qualidade do serviço.

$$\min\{CSQ(NQ)\} = \min\{CC(NQ) + CMD(NQ)\} \quad (45)$$

Dado que os modelos de custos (CC e CMD) são funções convexas, a função CSQ é convexa. Assim a solução do problema expressado na equação anterior é obtida derivando o CSQ em relação ao NQ e igualando a zero. Logo, o mínimo do CSQ, se obtém quando a derivada do CC é igual, mas de sinal contrária à derivada do CMD, o que acontece no NOQ.

$$\left. \frac{\partial CMD}{\partial NQ} \right|_{(NOQ)} = - \left. \frac{\partial CC}{\partial NQ} \right|_{(NOQ)} \quad (46)$$

A derivada da curva CC é o custo marginal dos clientes, isto é, a variação do custo motivada pela variação unitária do nível de qualidade. O sinal negativo indica que o custo dos clientes diminui com o incremento da qualidade logo trata-se de um benefício marginal. Equivalentemente, a derivada da curva CMD é o custo marginal de melhoramento, ou seja, a variação nos custos de melhoramento causados pela variação unitária do NQ. A equação (46) indica que no NOQ, o benefício marginal do cliente, expresso na diminuição de custo provocado pelo aumento de qualidade, é igual ao incremento de custo de melhoramento da distribuidora. Seja K o valor absoluto da derivada das curvas CC e CMD no nível ótimo de qualidade.

$$K = \left\| \frac{\partial CC}{\partial NQ_{(NOQ)}} \right\| = \left\| \frac{\partial CMD}{\partial NQ_{(NOQ)}} \right\| \quad (47)$$

Na Figura 17 pode se observar que o custo marginal de melhoramento cresce com o aumento do nível de qualidade. Isto é, quanto maior o nível de qualidade existente na rede, maior será o investimento necessário em melhoramentos para elevar o desempenho da distribuidora. No caso mais provável, o nível de qualidade do sistema estará abaixo do NOQ, nesse caso o custo marginal de melhoramento será sempre menor do que o valor K definido pela equação anterior. Matematicamente,

$$\frac{\partial CMD}{\partial NQ_{(NQ < NOQ)}} \leq K \quad (48)$$

Também pode se observar na Figura 17 que o valor absoluto da derivada da curva de custo dos clientes CC, diminui com o incremento do NQ, ou de outra maneira, o benefício marginal que os clientes obtém por melhoras no NQ é menor na medida que o NQ é maior. Para o caso em que o NQ está abaixo do NOQ, o benefício marginal será sempre maior que K que é a derivada das curvas de custo no NOQ.

$$K \leq - \frac{\partial CC}{\partial NQ_{(NQ < NOQ)}} \quad (49)$$

As equações (48) e (49) mostram que enquanto o nível de qualidade está abaixo do nível ótimo, o custo marginal de melhoramento da distribuidora será menor do que K, o qual é menor do que o benefício marginal que os clientes obtém por esse melhoramento (ver equação 50). Esses três valores atingem um equilíbrio no NOQ onde conseguem ser iguais. Níveis de qualidade maiores que o NOQ geram perdas sociais porque o benefício para os clientes não consegue pagar o investimento necessário. Portanto, sob o ponto de vista social, é rentável investir em melhorar o NQ apenas até o NOQ. Contudo deve se ter em vista que o NOQ é dinâmico, porque os clientes se acostumam com o melhor NQ, revalorizando o custo da falta de qualidade. Por outro lado as mudanças tecnológicas e de custos modificam a curva de custo de melhoramento da distribuidora deslocando o NOQ.

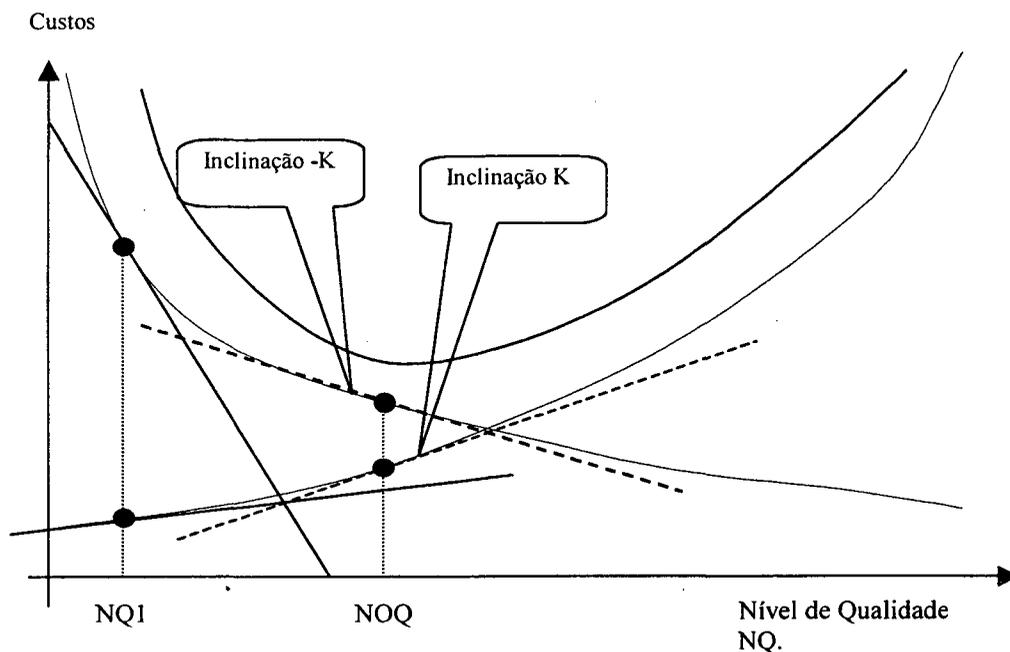


Figura 17: Variação dos custos marginais, de melhoramento e dos clientes

$$\frac{\partial CMD}{\partial NQ}_{(NQ < NOQ)} \leq K \leq -\frac{\partial CC}{\partial NQ}_{(NQ < NOQ)} \quad (50)$$

O fato descrito pela equação anterior mostra uma característica importante do valor K , medido em $R\$/NQ$, e que faz desse um valor adequado para incentivar ou penalizar o desempenho das distribuidoras. Este assunto será visto em detalhes na seguinte seção de incentivos e penalidades.

6.4 Incentivos e Penalidades

Como foi analisado no capítulo 5, alguns investimentos na rede de distribuição podem ser pagos pela diminuição de perdas que ocasiona o melhoramento; este é o caso do melhoramento da regulação de tensão mediante reforços da linha, instalação de banco de capacitores e qualquer outro melhoramento que consiga diminuir as perdas. Entretanto, outros investimentos, especialmente aqueles relacionados com a continuidade, não diminuem as perdas notoriamente e assim não resultam atrativos para a distribuidora que procura lucros. Por essa razão alguns melhoramentos devem ser impostos pelo regulador através de penalidades e/ou incentivos.

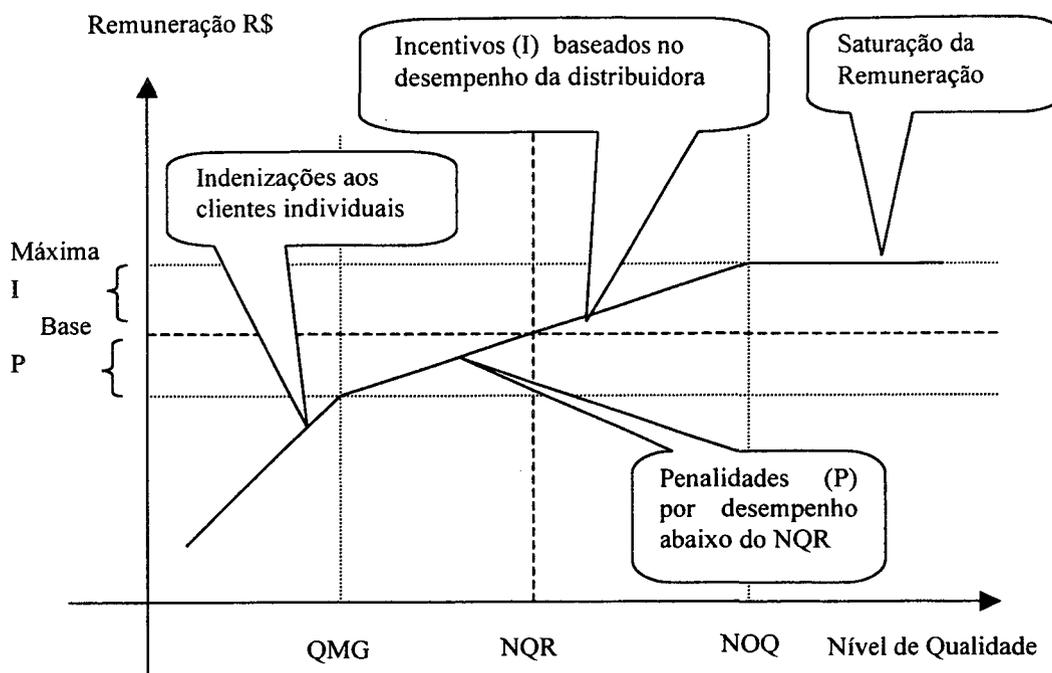


Figura 18: Variação da remuneração da distribuidora com o nível de qualidade

Na Figura 18, ilustra-se como a remuneração da distribuidora pode ser modificada mediante as penalidades, incentivos e indenizações. A proposta teórica desta dissertação, considera um mecanismo de incentivos e penalidades lineares baseados em Níveis de Qualidade das distribuidoras. O nível de qualidade de uma distribuidora se determina através do cálculo dos índices do modelo de qualidade do sistema. O mecanismo proposto procura adequar a remuneração da distribuidora com o nível de qualidade efetivamente entregue aos consumidores. O princípio básico é que a remuneração base é calculada para cobrir os custos do serviço de distribuição com um determinado nível de qualidade, o que neste trabalho foi denominado de nível de qualidade de referência NQR. Se a distribuidora consegue um desempenho inferior ao NQR, deve ser penalizada, diminuindo sua remuneração. A penalidade deve diminuir a remuneração a valores menores do que o correspondente ao nível de qualidade efetivamente oferecido, porque o objetivo da penalidade é persuadir à distribuidora a ter um desempenho ao menos igual ao NQR. Além disso, a penalidade deve ser tanto maior quanto maior for a diferença entre o nível de qualidade efetivamente atingido e o NQR. Alternativamente, se a distribuidora consegue um desempenho superior ao NQR, mas inferior ao NOQ, é razoável incentivar essa empresa incrementando a remuneração com um valor que permita pagar os investimentos feitos e gere um benefício real para a distribuidora. Esse incentivo também deve ser proporcional à diferença entre o NQR e o valor efetivamente atingido. Já no caso em que a distribuidora consiga um desempenho superior ao NOQ, a distribuidora tem direito a um incentivo igual ao correspondente a NOQ,

porque não é rentável investir para obter níveis de qualidade maiores do que o NOQ. Contudo, na prática muitos são os fatores que afetam o desempenho efetivo de uma empresa de distribuição, sendo que alguns deles não incorporam custo ou tem custos menores. Por essa razão, níveis de qualidade superiores ao NOQ poderiam ser ainda recompensados, com um selo de qualidade ou um lugar privilegiado em um ranking de empresas de distribuição.

Os incentivos e penalidades às distribuidoras podem se expressar pela equação seguinte:

$$IouP(\Delta NQ) \equiv K \cdot \Delta NQ \quad (51)$$

onde IouP é o incentivo ou penalidade que deve se aplicar à empresa elétrica e que depende de ΔNQ , que é a variação do nível de qualidade em relação ao nível de qualidade de referência. K é o valor apresentado na equação (47) da seção anterior.

Por exemplo, se for regulamentada a continuidade de acordo com o modelo proposto e se adotasse o DEC para medir o desempenho das empresas, então :

$$IouP(\Delta DEC) \equiv K \cdot \Delta DEC \quad (52)$$

com

$$\Delta DEC = DEC_{NQR} - DEC_E \quad (53)$$

onde DEC_{NQR} é a duração equivalente de interrupção por clientes adotada como referência e DEC_E é o valor efetivamente atingido pela distribuidora nesse atributo. Dessa maneira a distribuidora será incentivada se o DEC efetivamente atingido pela distribuidora é inferior ao DEC de referência e penalizada em caso contrário.

Os incentivos propostos pela melhora do NQ são um justo pagamento pelo aperfeiçoamento do serviço. Esses incentivos devem ser pagos pelos clientes através de um incremento da tarifa que, além de pagar o custo do melhoramento da distribuidora, gere um benefício real. Contudo nem todos os clientes estão dispostos a pagar mais por um serviço de melhor qualidade.

O incremento de tarifa se justifica no fato de que os clientes obtém através do melhoramento um benefício igual à diminuição do custos por falta de qualidade. Esse benefício é maior que o incremento da tarifa e portanto gera um benefício real para o cliente. A Figura 19 ilustra como se repartem os benefícios da melhora no NQ da distribuidora, quando ocorre um aumento da tarifa.

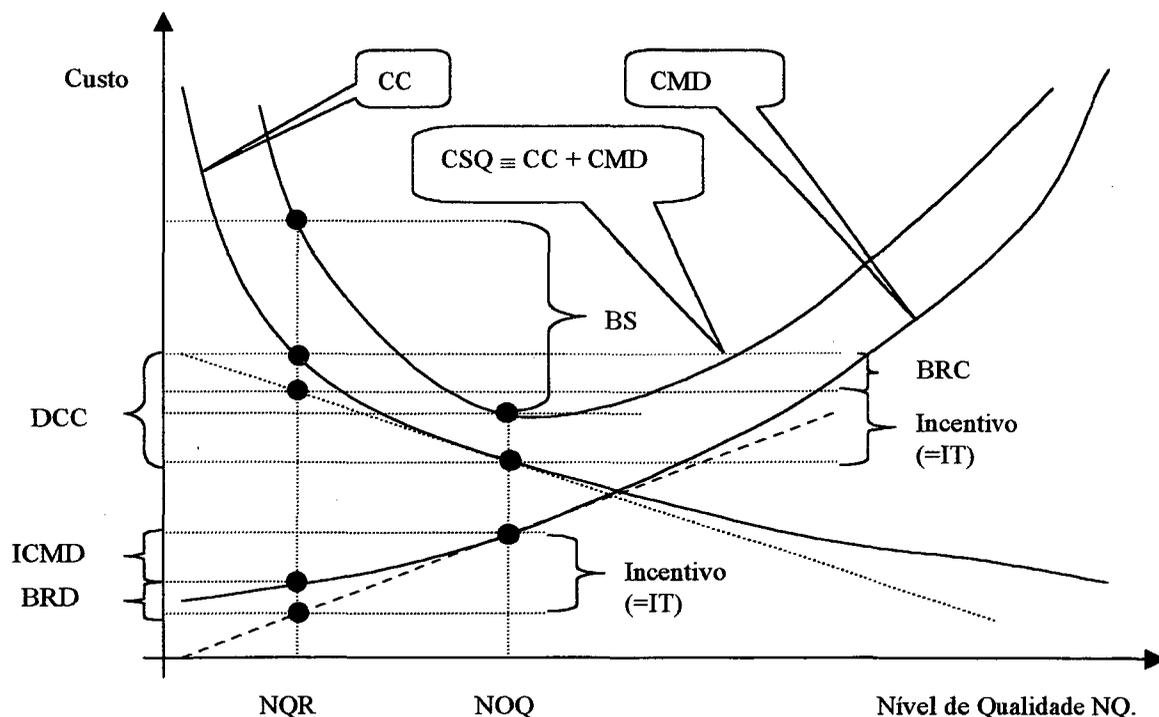


Figura 19 : Partilha dos benefícios da melhora do nível de qualidade (de NQR até o NOQ)

Na Figura 19 DCC é a diminuição de custos dos clientes devida à melhora do nível de qualidade desde o NQR até o NOQ. Essa diminuição de custos permite gerar um benefício real para os clientes (BRC) que é igual à diminuição dos custos dos clientes (DCC) menos o incremento de tarifa (IT) destinado a incentivar o melhoramento. Por outro lado o incentivo gera um benefício real para a distribuidora (BRD) porque é maior que incremento de custo de melhoramento (ICMD). Isto é, a distribuidora consegue pagar os investimentos necessários gerando ainda um benefício real.

O benefício social de levar o nível de qualidade desde NQR até o NOQ é igual à diminuição de custos dos clientes, menos o incremento de custo de melhoramento da distribuidora, como expressado na equação seguinte, onde as variáveis têm o significado já apresentado.

$$BS = DCC - ICMD \quad (54)$$

Na Figura 19 pode se observar que o benefício social (BS), é maior do que o incremento de custo de melhoramento da distribuidora (ICMD). Esse benefício também deve ser maior que o incentivo para assim gerar um benefício real para distribuidora.

$$ICMD \leq Incentivo \leq BS \quad (55)$$

Portanto, o benefício real da distribuidora é:

$$BRD = Incentivo - ICMD \quad (56)$$

Por outro lado os clientes devem aceitar um incremento de tarifa (IT) que deve ser menor que a diminuição de custos (DCC) para gerar assim um benefício real para os clientes (BRC). Logo o benefício real dos clientes é:

$$BRC = DCC - IT \quad (57)$$

onde IT é o incremento de tarifa que é igual ao incentivo para a distribuidora.

Para o Brasil a proposta de regulamentação das tarifas considera o uso de limitação da receita (BORN, 1998). Nesse caso uma receita base é autorizada e reajustada automaticamente de acordo com um índice geral de preços (ver capítulo 2). O controle efetivo da receita ocorre periodicamente (geralmente entre 4 e 6 anos), quando a receita é então revista. Nesse momento uma nova remuneração base deve ser autorizada com fundamento nos custos e no desempenho da distribuidora. Assim a distribuidora pode obter um incremento real da receita baseado num melhoramento do nível de qualidade efetivamente entregue aos clientes.

Já no caso das penalidades, é conveniente estabelecer períodos de um ano. Nesse momento e com base nos níveis de qualidade, a distribuidora deve ser penalizada se os níveis de desempenho ficam abaixo dos níveis de referência. A penalidade deve ser destinada a ressarcir os prejuízos nos clientes, logo deve ser distribuída entre os clientes cativos afetados pela falta de qualidade.

O nível de qualidade de referência, é um nível de qualidade médio de sistema e portanto pode incluir ainda clientes com péssima qualidade. Por essa razão, se recomenda a adoção de índices individuais que possibilitem, ante reclamações dos consumidores, controlar que todo cliente se beneficie da qualidade mínima garantida QMG. A determinação dos níveis individuais de QMG, deve ser obtida diretamente dos NQR, levando o nível qualidade do sistema até o cliente. No caso em que a distribuidora não cumpra em oferecer um serviço com a QMG, o cliente é prejudicado, porque paga uma tarifa que cobre os investimentos necessários para receber uma qualidade aceitável e, portanto, tem direito a uma indenização. A indenização deve ser calculada como compensação dos danos ao cliente e não como um mecanismo de adequação da remuneração da distribuidora como no caso do NQR. Por exemplo, para o caso da energia não suprida pode se adotar o valor da energia gerada localmente mediante grupos geradores, dando assim a possibilidade ao consumidor de adotar soluções alternativas.

6.5 Estratificação do Mercado Consumidor

Tanto sob o ponto de vista da distribuidora como do consumidor, as curvas de custos tem valores distintos caso se trate de clientes residenciais, industriais ou comerciais. Também variam os custos de melhoramento da distribuidora caso se trate de redes rurais, semi-rurais ou urbanas. Por exemplo, a confiabilidade de uma rede urbana é melhor do que uma rede rural. Em uma rede urbana geralmente o sistema é subterrâneo, existe grande concentração de cargas e ainda que seja operada radialmente, a rede tem vários recursos de chaveamento. Por outro lado, uma rede rural caracteriza-se por ser de comprimento maior, aérea e sem possibilidades de reconfiguração. Obviamente os custos de melhoramento dessas redes são totalmente diferentes. Do mesmo modo os custos por falta de qualidade dos clientes de uma cidade com grande densidade de carga são maiores do que os consumidores de uma rede rural. O estabelecimento de uma regulamentação da qualidade precisa da segmentação ou estratificação do mercado consumidor em classes homogêneas de clientes. O objetivo da estratificação é basicamente estabelecer classes de mercados atendidos onde as redes sejam homogêneas entre si, possibilitando considerá-las iguais e com iguais níveis de qualidade de referência. Assim, uma mesma classe de rede deve oferecer o mesmo serviço ao mesmo preço, sem importar a alocação efetiva do sistema.

A segmentação do mercado consumidor também obedece a razões de tarifa. Nos princípios da nova regulação do setor elétrico está também a necessidade de que o consumidor pague os custos reais do serviço. Por essa razão as tarifas devem reconhecer a diferença de custos dos diversos sistemas.

No caso chileno, a estratificação do mercado (em áreas típicas) é estabelecida com base nos seguintes critérios (MOLINA, 1998):

- Área 1S; área de distribuição em comunidades com uma população maior do que 70 mil habitantes, servida por redes subterrâneas, com ao menos uma das seguintes características: mais de 350 moradias urbanas/km² ou mais de 250 clientes/km em linha BT ou consumo de energia de clientes cativos maior do que 1400 kWh/habitante.
- Área 1A; área de distribuição servida por redes áreas e população maior do que 70 mil habitantes, com ao menos uma das seguintes características: mais de 350 moradias urbanas/km² ou mais de 250 clientes/km em linha BT ou consumo de energia a clientes regulados maior do que 1400kWh/habitante.
- Área 2; área de distribuição não classificada como 1S nem 1A onde a empresa distribuidora tem mais de 10 mil clientes na área com ao menos uma das seguintes características: mais de 65 kW/km de rede AT ou mais de 7000 kWh/cliente.

- Área 3; área de distribuição servida por uma empresa a qual não é classificada de 1S, 1A, 2 nem 4 seguinte.
- Área 4; área de distribuição servida por uma empresa que satisfaz simultaneamente as seguintes características: vendas menores do que 60 mil kWh/km em linhas AT, vendas menores de que 15 kW/km em linha AT e vendas menores do que 5500 kWh/cliente.

Cada uma das cinco áreas tarifárias anteriores tem preços diferentes e níveis de qualidade de referência diferentes. Entretanto dentro de cada área típica os custos e a qualidade de referência deve ser a mesma.

Tabela 29: Características dos conjuntos e valores limites dos índices DEC e FEC, Portaria DNAEE 046/78

CARACTERÍSTICAS DOS CONJUNTOS VALORES LIMITES DOS ÍNDICES DEC E FEC					
CÓDIGO DO CONJUNTO	CARACTERÍSTICAS DO CONJUNTO	ANUAL		TRIMESTRAL	
		DEC (HORA)	FEC (VEZES)	DEC (HORA)	FEC (VEZES)
10	Atendido por sistema de distribuição aérea, com menos de 1.000 consumidores	120	90	48	36
20	Atendido por sistema de distribuição aérea, entre 1.000 e 5.000 consumidores	70	70	28	28
30	Atendido por sistema de distribuição aérea, entre 5.000 e 15.000 consumidores	50	60	20	24
40	Atendido por sistema de distribuição aérea, entre 15.000 e 50.000 consumidores	40	50	16	20
50	Atendido por sistema de distribuição aérea, com mais de 50.000 consumidores	30	45	12	18
60	Atendido por sistema subterrâneo com secundário radial	20	25	8	10
70	Atendido por sistema subterrâneo com secundário reticulado	15	20	6	8
80	Atendido por sistema de transmissão ou subtransmissão com tensão igual ou superior a 69 kV	15	25	6	10

No Brasil, o novo processo de formação de tarifas está em pleno desenvolvimento. As tarifas em vigor continuam sendo determinadas em função dos custos contábeis de serviço, e caracterizadas pela garantia de recuperação dos custos incorridos (STEELE et al., 1999). Atualmente todo consumidor pertencente a um determinado nível de tensão, independente de sua localização dentro da zona de concessão da distribuidora, estará sujeito às mesmas tarifas. Isto evidencia não só a ausência de sinalização de preços por parte da distribuidora, mas também torna difícil o estabelecimento de níveis de referência, especialmente de continuidade, relacionados com o custo

real do serviço oferecido pela distribuidora. Contudo, atualmente em Brasil existe uma estratificação do mercado consumidor baseada no número de clientes servido pelo sistema e outras características de rede.

O Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), no sentido de regulamentar o atributo continuidade, emitiu a Portaria DNAEE N° 046, em 17/04/78 (DNAEE, 1978), estabelecendo a sistemática e a segmentação do mercado consumidor para a apuração dos índices DEC e FEC de qualidade do fornecimento de energia elétrica. A Tabela 29 mostra a segmentação atual do mercado consumidor e os atuais limites para os índices DEC e FEC, os quais não atualizados desde 1978, mas que estão atualmente em Audiência Pública (AP003, 1999) para modificação. Na seção seguinte é proposta uma regulamentação prática para a continuidade considerando uma metodologia para o estabelecimento de novos limites para os índices DEC e FEC (níveis de referência), porém baseados no desempenho real das distribuidoras.

6.6 Proposta Prática de Regulamentação da Qualidade do Serviço Elétrico no Brasil

A proposta teórica de regulamentação descrita nas seções anteriores é válida, mas deve ser simplificada para efeitos de ter aplicação prática. Contudo, uma dificuldade do modelo teórico é que esse modelo procura a melhora da Q.S. através do incentivo, mas na prática os clientes não têm disposição a pagar por um aumento no nível de qualidade. É difícil conscientizar o consumidor que o incremento da tarifa (Incentivo) é benefício para ele (pelas menores perdas que um melhor nível de qualidade significa). Por ser esse modelo orientado ao incentivo, não cobre a totalidade das perdas que sofre o consumidor, quando o nível de qualidade não atinge o nível de qualidade de referência. Observe-se que esse objetivo é muito difícil de atingir usando índices globais. Outro problema é que a qualidade não pode ser descrita apenas por um índice e, portanto, o nível de qualidade (NQ) deve considerar um conjunto de índices de qualidade.

Por outro lado a determinação das curvas de custos dos clientes CC (por falta de qualidade) e das distribuidoras CMD (em melhoramentos) são de difícil quantificação. Entretanto é possível separar o problema de qualidade nas suas três facetas, isto é continuidade, conformidade e atendimento dos clientes. Desse modo o problema de determinação das curvas de custos pode ser simplificado, possibilitando a aplicação da metodologia proposta. Contudo, o tratamento do problema de conformidade e de atendimento aos clientes necessita um enfoque distinto pelas seguintes razões:

- Algumas perturbações que deterioram a conformidade do produto têm origem nas instalações dos consumidores, sendo preciso estabelecer níveis de perturbações toleráveis NPT e mecanismos de controle para os clientes perturbadores.
- Para regular adequadamente a conformidade é preciso não apenas controlar as ações da distribuidora, mas também as ações dos usuários e, mais importante, as ações dos fabricantes de equipamentos elétricos e eletrônicos. O objetivo da regulamentação aqui é coordenar a imunidade dos equipamentos (aptidão para tolerar níveis de perturbações) com os níveis de perturbação presentes nas redes.
- Muitos projetos de melhoramento da conformidade são rentáveis, especialmente aqueles relacionados com melhora da regulação de tensão, portanto não precisam de incentivos, mas apenas de penalidades quando houver transgressão dos limites.
- Existe consenso internacional a respeito dos valores de Compatibilidade Electromagnética estabelecidos na série IEC. Os níveis de referência para as facetas da conformidade estão já fixados nessas recomendações.

Nesta dissertação é proposto se adotar as recomendações IEC no referente à qualidade da onda e níveis toleráveis de perturbações. Desse modo o regulamento de qualidade especificará as condições sob as quais a tensão de suprimento das redes de distribuição deve ser fornecida. Essas condições estão bem estabelecidas na norma europeia EN-50160 que contém as características da tensão fornecida pelas redes de distribuição (AENOR, 1996). Já os níveis toleráveis de perturbações dos sinais de corrente e tensão devem ser estabelecidos mediante a regulamentação dos equipamentos a serem comercializados no Brasil. A proposta neste sentido é usar provisoriamente o padrão IEEE 519 para limitar a injeção de correntes harmônicas nas redes. No futuro devem ser adotadas as recomendações IEC da série 1000-3-X que consideram especificações para a fabricação de equipamentos potencialmente perturbadores.

A regulamentação do atendimento aos clientes deve se defrontar com o estabelecimento de valores de referência e penalidades. Isto é especialmente importante para os clientes que compõem o mercado cativo, por não terem a possibilidade de mudar de agente comercializador. O atendimento aos clientes é uma atividade relacionada basicamente com a gestão da comercialização e considera aspectos como atendimento telefônico de reclamações ou solicitações, qualidade do faturamento, tempo de atendimento, etc.

A continuidade permite a aplicação da metodologia baseada no custo de falta de qualidade e minimização do custo social, especialmente porque existem estudos que tem determinado valores de custo da interrupção. Contudo a proposta prática considera só um mecanismo de penalidades,

por considerar-se que o não pagamento de uma penalidade constitui um incentivo suficiente para as distribuidoras.

6.6.1 Modelo de Qualidade

O seguinte modelo de qualidade é proposto para a regulamentação da qualidade do serviço dos serviços de distribuição elétrica no Brasil.

1. Continuidade

- Duração Equivalente da interrupção por Cliente e Potência: DEC e DEP
- Frequência Equivalente da interrupção por Cliente e Potência: FEC e FEP
- Número total de interrupções por cliente ao ano: Fic
- Duração total das interrupções por cliente: Dic

2. Conformidade

- Função de distribuição acumulada de tensão, valor percentual 95%: V95%
- Função de distribuição acumulada de distorção harmônica de tensão VTHD e valor percentual 95%
- Percentual das harmônicas individuais em relação à harmônica fundamental
- Índice de severidade de cintilação de curto e longo prazo: Pst e Plt

3. Atendimento aos Clientes

- Índices de reclamações técnicas e comerciais: IRT e IRC
- Índice de qualidade do faturamento e índice de faturamento por estimativa: IQF e IFE
- Índices de tempos médios de atendimento de reclamações técnicas e comerciais: TMAC e TMAT
- Desenvolvimento de pesquisas de opinião

O modelo de qualidade anterior permite a regulamentação de todas as facetas da qualidade, entretanto com o objetivo de controlar os consumidores potencialmente perturbadores, é preciso estabelecer níveis de perturbações toleráveis (NPT). Na atualidade, nos Estados Unidos de América, o controle das perturbações dos clientes baseia-se na determinação de limites de injeção de correntes harmônicas. Recomenda-se que sejam adotados, provisoriamente, os limites de injeção do padrão IEEE Std. 519. No futuro, o controle dos clientes deve ser feito através de

normas de homologação de equipamentos elétricos, a serem usadas nas redes elétricas do Brasil. Uma referência é a série IEC 1000-3-X, onde são estabelecidos os requisitos de emissão dos equipamentos elétricos e eletrônicos. Neste sentido, é importante que se observe que a adoção do padrão IEEE 519 como mecanismo de limitação das perturbações originadas no cliente é uma solução provisória, especialmente pelo fato de ser os valores de conformidade estabelecidos conforme o padrão IEC, o qual considera a limitação das perturbações com origem nos clientes através de normas de fabricação. A solução definitiva é o estabelecimento de NPT para todo equipamento comercializado no Brasil.

6.6.2 Regulamentação da Continuidade

A regulamentação da continuidade que se propõe está baseada na regulamentação teórica apresentada nas seções anteriores, porém com simplificações que possibilitem uma implementação prática. As modificações propostas tentam resolver o problema de determinar as curvas de custo da distribuidora e o estabelecimento de incentivos.

Devido à diversidade de sistemas de distribuição existentes no Brasil e a seus distintos desempenhos, os valores de referência devem ser regionais (determinados por estado) e estratificados (para cada conjunto).

A Figura 20 ilustra o processo de regulamentação proposto. Para o controle da continuidade são usados índices globais (DEC, FEC, DEP, FEP) e individuais (Dic, Fic). Os valores de referência adotados são os valores dos índices DEC, FEC para a totalidade dos sistemas correspondentes a cada conjunto considerado na porteira DNAEE 046/78 (DNAEE, 1978) do setor distribuição e para a totalidade dos anos do período regulatório. Isto é:

$$DEC_{ref}^c = \frac{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m DEC_{li}^c \cdot NC_{li}^c}{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m NC_{li}^c} \quad (58)$$

$$FEC_{ref}^c = \frac{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m FEC_{li}^c \cdot NC_{li}^c}{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m NC_{li}^c} \quad (59)$$

onde DEC_{ref}^c e FEC_{ref}^c são os valores de referência para o DEC^c e FEC^c respectivamente em cada conjunto c . O índice l varia de 1 até p , sendo p o número de anos do período regulatório (4 – 6 anos), enquanto o índice i varia de 1 até m , sendo m o número de sistemas (comunidades)

pertencentes ao conjunto c . NC_{il}^c é o número de clientes do sistema i no ano l pertencente ao conjunto c . Analogamente tem-se os valores DEC_{il}^c e FEC_{il}^c .

Esses valores de referência são atualizados em cada revisão tarifária, gerando assim um processo iterativo de adaptação da remuneração ao nível efetivo de qualidade fornecido pela distribuidora.

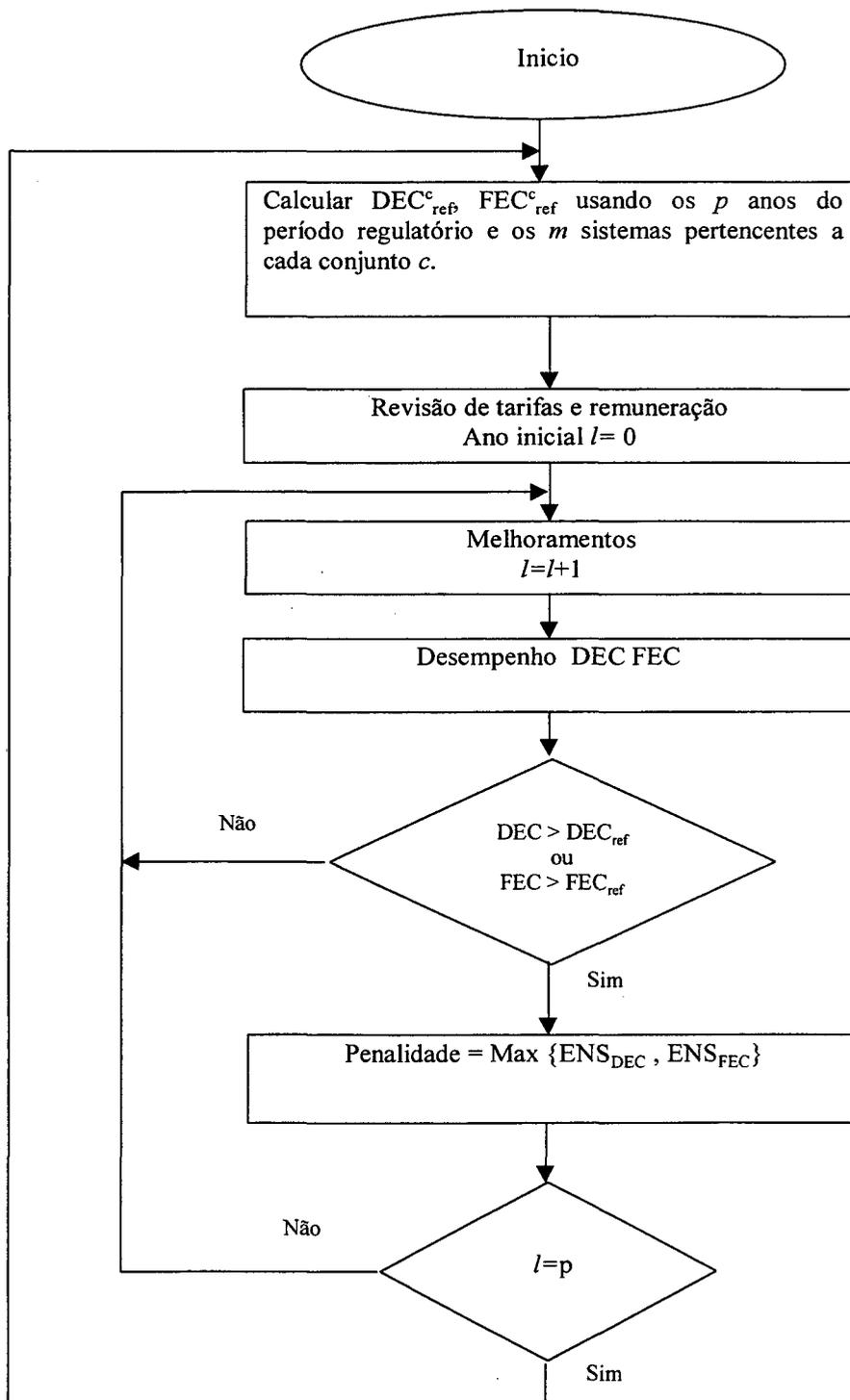


Figura 20 : Diagrama de fluxo do processo de regulamentação da continuidade para cada região e cada conjunto

No caso dos índices DEP e FEP, propõe-se adotar como valores de referência valores internacionais (de 10 até 20 horas/ano para o DEC e 3 até 5 vezes/ano para o FEC) adaptados à realidade de cada estado e conjunto do Brasil e não sujeitar esses índices a penalidades na primeira fase da regulamentação. Posteriormente e baseados no desempenho real dos sistemas, níveis de referência para o DEP e FEP devem ser estabelecidos.

A revisão tarifária deve adequar a remuneração às novas exigências de continuidade considerando explicitamente os níveis de referência na determinação da nova remuneração base autorizada. A distribuidora através de melhoramentos deve atingir e manter os níveis regulamentados. O desempenho efetivo da distribuidora em matéria de continuidade é controlado cada ano do período regulatório através dos índices DEC e FEC. No caso em que a distribuidora não consiga alcançar os níveis de referência, o regulador penaliza a empresa com base em uma estimativa da energia não suprida (ENS) e um valor unitário do kWh não suprido (VUENS). O VUENS é calculado como o valor ponderado dos custos de interrupção das classes de clientes presentes em cada conjunto.

A penalidade calculada deve ser repartida entre os clientes atingidos pelas interrupções em proporção direta com o consumo de cada cliente. Terminado o período regulatório, novos níveis de referência devem ser estabelecidos.

6.6.2.1 Modelo de Custos do Clientes

Para modelar os custos dos clientes por falta de suprimento (CC) adota-se o valor da energia não suprida (VENS), valorizando cada kWh não suprido (VUENS em USD/kWh_{ENS}) de acordo com a composição de clientes do conjunto e as perdas que os clientes sofrem pela falta de fornecimento. São consideradas três classes de clientes com valores distintos para o kWh_{ENS}: comercial, industrial e residencial.

Considerando um valor unitário para o kWh_{ENS} igual ao valor ponderado dos custos de interrupção de clientes comerciais, industriais e residenciais presentes em cada conjunto, e estimando o montante de ENS como expressado na seguinte equação:

$$ENS_{DEC}^c = (DEC^c - DEC_{ref}^c) \cdot \frac{EAF^c}{8760 - DEC_{ref}^c} \quad (60)$$

a função de custos dos clientes (CC) por falta de suprimento fica igual ao valor econômico da energia não suprida (VENS):

$$CC \equiv VENS_{DEC}^c = VUENS^c \cdot (DEC^c - DEC_{ref}^c) \cdot \frac{EAF^c}{8760 - DEC_{ref}^c} \quad (61)$$

onde $VUENS^c$ é o valor unitário do kWh não suprido em USD/kWh_{ENS}, EAF^c é a energia anual faturada a clientes cativos no conjunto c e DEC_{ref}^c é o valor de referência adotado para essa classe de conjuntos e calculado através da equação (58).

O modelo de custos por falta de suprimento (CC) é linear e, portanto, a derivada no ponto ótimo de qualidade (o valor K do modelo teórico), é constante e igual ao valor da derivada da equação (61) em relação ao DEC. Isto significa que sem importar a curva de custos de melhoramentos da distribuidora (CMD), o valor apropriado para penalizar/incentivar o desempenho da distribuidora é:

$$K = VUENS^c \cdot \frac{EAF^c}{8760 - DEC_{ref}^c} \quad (62)$$

O valor K anterior tem as mesmas propriedades que no caso do modelo teórico. Entretanto, nesta proposta prática não se considera a aplicação de incentivos e K tem por objetivo penalizar o desempenho das distribuidoras, quando necessário. Contudo, como mostra a Figura 20, os níveis de referência são considerados na determinação da nova remuneração base. Deste modo o incentivo existe, mas não explicitamente como no caso do modelo teórico. Esse incentivo pode ser considerado na fixação do novo valor X do modelo de controle da remuneração (limitação da receita/preços $RPI+X$) permitindo à distribuidora obter um incremento real dos lucros.

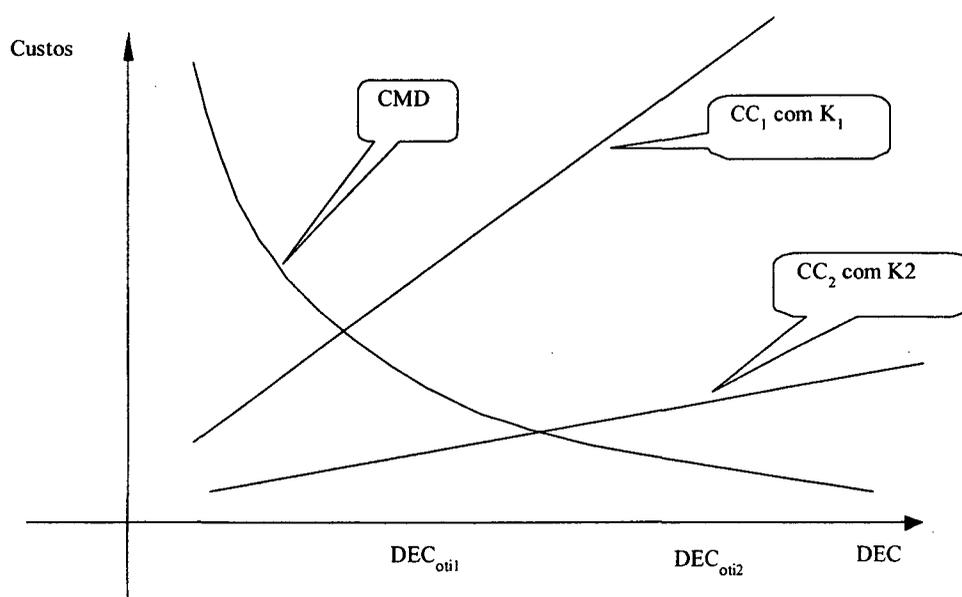


Figura 21: Efeito do fator K na procura do nível de continuidade ótimo

Observe-se na Figura 21 que o valor de K é tanto maior quanto maior o valor unitário do kWh não suprido ($VUENS$ em USD/kWh_{ENS}) e a energia anual faturada ao conjunto (EAF^c). Assim o nível ótimo de continuidade ($DEC^{c_{oti}}$) de cada conjunto dependerá da mistura de clientes através do valor unitário da energia não suprida.

Com objeto de gerar um equilíbrio entre os investimentos destinados a diminuir a duração total das interrupções e os investimentos destinados a diminuir a frequência das interrupções, é preciso estabelecer uma penalidade alternativa relacionada como a frequência equivalente de interrupção.

6.6.2.2 Síntese da Proposta

Basicamente se propõe:

- Determinar os níveis de referência para os índices DEC, FEC, DEP e FEP. Estes valores serão denominados de DEC_{ref} , FEC_{ref} , DEP_{ref} e FEP_{ref} , respectivamente, e calculados conforme exposto acima.
- Caso os níveis de referência sejam ultrapassados, a energia não suprida anual para cada conjunto deve ser calculada de acordo com as expressões (63) e (64). EAF^c é a Energia Anual Faturada com a totalidade dos clientes cativos de cada conjunto. DMC^c é a duração média da interrupção para cada conjunto que resulta da equação (65).

$$ENS_{DEC}^c = (DEC^c - DEC_{ref}^c) \cdot \frac{EAF^c}{8760 - DEC_{ref}^c} \quad (63)$$

$$ENS_{FEC}^c = (FEC^c - FEC_{ref}^c) \cdot DMC^c \cdot \frac{EAF^c}{8760 - DEC_{ref}^c} \quad (64)$$

$$DMC^c \equiv \frac{DEC^c}{FEC^c} \quad (65)$$

- Determinar, para cada conjunto, o Valor Unitário da Energia Não Suprida ($VUENS$ em USD/kWh_{ENS}). Esse valor resulta de ponderar os custos de interrupção dos três setores que compõe 85% do setor elétrico no Brasil: industrial 49%, residencial 24% e comercial 12%. O valor de custo de interrupção de cada setor foi estimado usando o estudo de MASSAUD et al., 1994. Assim o valor unitário do kWh não suprido é calculado usando a expressão (66), onde $\%CI^c$, $\%CR^c$ e $\%CC^c$ são os percentuais de clientes industriais, comerciais e residenciais respectivamente presentes em cada conjunto c . O valor considerado para o kWh não suprido no setor industrial é 0,78 USD/kWh, no setor residencial 1,1 USD/kWh e no setor comercial 3,76 USD/kWh.

$$VUENS^c \left(\frac{USD}{kWh_{ENS}} \right) = \%CI^c \cdot 0,78 + \%CR^c \cdot 1,1 + \%CC^c \cdot 3,76 \quad (66)$$

- Estabelecer a penalidade como o maior valor entre ENS_{DEC} e ENS_{FEC} para cada conjunto.
- Calcular a penalidade como o Valor da Energia Não Suprida valorizada ao VUENS. Neste sentido e com objeto de resguardar a viabilidade da empresa, é importante limitar a penalidade máxima aplicável. Valores adotados em outros países (Noruega) indicam que a penalidade razoável não deve superar 2% do faturamento anual.
- Ressarcir o prejuízo aos clientes repartindo a penalidade (indenização) entre os clientes dos conjuntos onde os níveis de referência foram excedidos.

Uma proposta alternativa poderia considerar um valor do kWh variável com a duração média da interrupção e o tipo de cliente. Nesse caso a curva de custos dos clientes seria não linear dificultando a determinação do valor K. Entretanto como mostra o estudo de MASSAUD et al., 1994, esses custos tendem a valores constantes para interrupções de mais de 2 horas.

É importante notar que, de acordo com a proposta feita neste trabalho, os valores de DEC_{ref} e FEC_{ref} ficam definidos como os valores médios ponderados de desempenho efetivo em cada conjunto durante o período regulatório. Este critério não define um valor ótimo, mas reconhece o desempenho real do sistema evitando uma falta de continuidade no processo de melhora com investimentos excessivos que poderiam por em risco a viabilidade das empresas. Além disso, ao serem estabelecidos valores de referência iguais ao desempenho médio histórico, se estabelece um período de adaptação recursivo às novas exigências de continuidade e controle.

6.6.2.3 Equilíbrio DEC x FEC

Uma das preocupações do regulador ao estabelecer penalidades é o comportamento estratégico das empresas, o qual visa minimizar o pagamento da penalidade quando acontece a violação dos limites de referência.

A regulamentação proposta considera penalizar com o maior valor de energia não suprida (ENS_{DEC} ou ENS_{FEC}). Assim, a regulamentação garante que a distribuidora irá procurar um comportamento coerente com os valores adotados como referência, porque a ENS_{DEC} é igual a ENS_{FEC} só quando acontecem valores DEC e FEC tais que se cumpre que a duração média por cliente, DMC, atinge o valor de referência, isto é, quando acontecem valores DEC, FEC tais que:

$$\frac{DEC}{FEC} = \frac{DEC_{ref}}{FEC_{ref}} \equiv DMC_{ref} \quad (67)$$

Por outro lado, se não se cumpre o estabelecido na condição acima a distribuidora deve pagar:

$$ENS_{DEC} \text{ se } DMC > DMC_{ref} \quad (68)$$

ou

$$ENS_{FEC} \text{ se } DMC < DMC_{ref} \quad (69)$$

Para demonstrar que a ENS_{DEC} é igual a ENS_{FEC} quando $DMC = DMC_{ref}$ é suficiente igualar a equação (63) com a (64), resultando a equação (67).

Para demonstrar a expressão (68), sejam valores DEC e FEC tal que $DMC > DMC_{ref}$, logo $DMC = C1 \cdot DMC_{ref}$ com $C1 > 1$. Substituindo DMC em (65),

$$ENS_{FEC}^c = C1 \cdot (FEC^c - FEC_{ref}^c) \cdot DMC_{ref} \cdot \frac{EAF^c}{8760 - DEC_{ref}^c} \quad (70)$$

mas a $ENS_{DEC} = ENS_{FEC}$ quando $DMC = DMC_{ref}$, então,

$$ENS_{FEC}^c = C1 \cdot ENS_{DEC}^c, \text{ com } C1 > 1, \quad (71)$$

portanto $ENS_{DEC} > ENS_{FEC}$ quando $DMC > DMC_{ref}$

Na Figura 22 ilustra-se o funcionamento das penalidades propostas, onde C é uma constante qualquer.

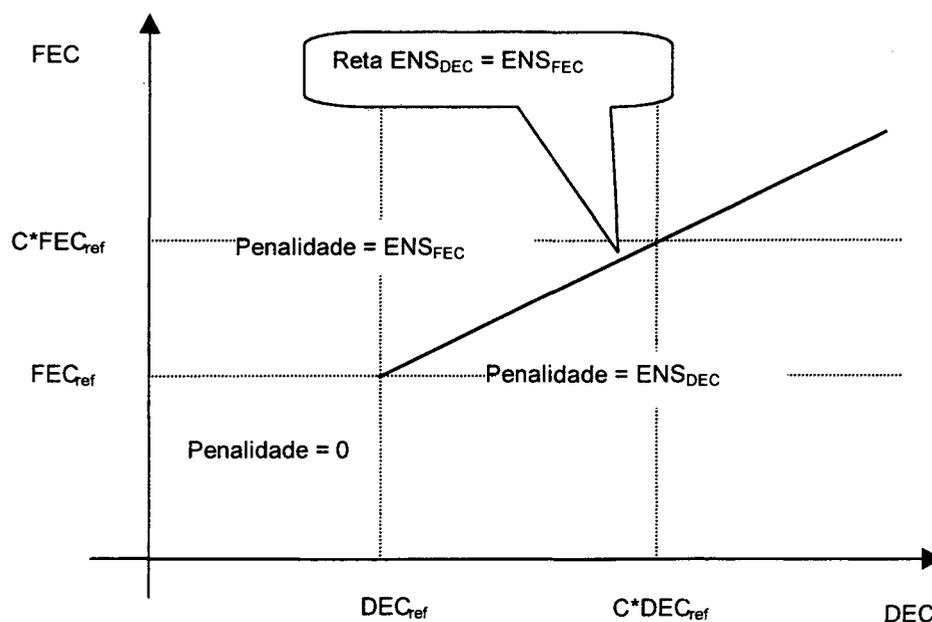


Figura 22: Penalidades

6.6.3 Valor da Energia Não Suprida

De acordo com (MASSAUD et al., 1994) os custos equivalentes da energia não suprida para as três classes de clientes que representam 85% do setor elétrico brasileiro estão nas tabelas seguintes. O valor salientado corresponde ao valor considerado nesta proposta de regulamentação.

Tabela 30: Custo de interrupção residencial (USD/kWh)

Região	Médio	Desvio padrão
Norte	1,13	1,39
Nordeste	1,01	0,72
Sudeste	1,09	1,03
Sul	1,33	2,19
Centro oeste	1,20	1,28
Brasil	1,11	1,04

Tabela 31: Custo de interrupção comercial (USD/kWh)

Início da interrupção	Duração da interrupção em minutos					
	0 - 3	3 - 15	15 - 30	30 - 60	60 - 120	Mais de 120
0 - 8	0,98	1,83	2,80	2,55	2,45	2,69
8 - 18	1,83	3,16	4,25	4,36	4,76	3,76
18 - 24	1,81	3,03	3,92	3,77	4,10	3,14

Tabela 32: Custo de interrupção industrial (USD/kWh)

Início da interrupção	Duração da interrupção em minutos					
	0 - 3	3 - 15	15 - 30	30 - 60	60 - 120	Mais de 120
0 - 8	2,87	1,23	1,07	0,90	0,81	0,78
8 - 18	2,73	1,26	1,20	0,95	0,86	0,78
18 - 24	2,80	1,14	1,06	0,83	0,75	0,78

Na seguinte seção é apresentada a aplicação prática da metodologia proposta usando os dados de uma empresa fictícia, mas baseados no “Relatório Estatístico dos Índices de Continuidade DEC e FEC ” de 1997 preparado pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL (ANEEL, 1998).

6.7 Aplicação da Regulamentação de Continuidade

Nesta seção apresenta-se a aplicação prática do modelo de regulamentação da continuidade proposto. Trata-se de uma empresa fictícia que tem conjuntos classificados nos tipos 10, 20, 30, 40, 50, 60 e 70. Os dados tem sido obtidos do “Relatório Estatístico dos Índices de Continuidade DEC e FEC ” de 1997 (ANEEL, 1998) e correspondem a várias empresas. Esse relatório contém informação detalhada dos índices DEC e FEC por conjunto das empresas distribuidoras do Brasil, mas a informação corresponde só ao ano 1997. O modelo proposto precisa da informação de um período regulatório e, portanto, é necessário completar a informação do relatório. A informação suposta corresponde a dados DEC, FEC, número de clientes (NC), mistura de tipos clientes e energia anual faturada (EAF) por conjunto. Contudo, toda essa informação está disponível para o regulador fazendo com que o modelo proposto não apresente dificuldades na aplicação real.

De acordo com o procedimento proposto, é necessário estabelecer os níveis de referência para os índices DEC, FEC. Isto é feito usando as expressões (58) e (59).

Tabela 33: Dados para o cálculo dos níveis de referência da empresa distribuidora fictícia

Tipo c	Código de conjunto	Período regulatório p = 3 anos								
		1995			1996			1997		
		DEC	FEC	NC	DEC	FEC	NC	DEC	FEC	NC
10	Co246	60,2	33,6	771	15,9	15,8	771	10,1	10,1	771
10	Co643	120,0	90,0	779	14,5	21,1	779	19,3	22,1	779
20	Co497	20,3	27,7	4350	14,4	24,6	4350	9,1	19,3	4350
20	Co425	12,16	14,1	4097	28,8	19,7	4097	15,8	18,6	4097
30	Co703	23,7	36,9	14344	11,7	17,6	14462	9,9	12,4	14462
40	Co500	14,6	14,6	30000	3,6	4,8	30000	18,7	11,3	30000
50	Co244	11,6	16,7	73466	11,6	11,3	73466	7,9	8,2	73466
60	Co000	18,0	18,3	19881	10,0	12,3	19881	10,0	12,0	19881
70	Co001	1,0	1,0	11493	0,2	0,1	11493	0,2	0,1	11493

A Tabela 33 apresenta os dados da empresa necessários para o cálculo dos níveis de referência. Supo~e-se um período regulatório de três anos (p=3). Para o conjunto 10 e 20, existem dois

sistemas ($m=2$), assim deve-se considerar 6 valores DEC e 6 valores FEC para o cálculo dos DEC_{ref} e FEC_{ref} desses conjuntos. No caso dos conjuntos 40, 50, 60 e 70 só existe um sistema por conjunto, logo são usados 3 valores para o cálculo dos DEC_{ref} e FEC_{ref} . Assim os valores de referência para o período 1998 – 2000 são como mostrados na Tabela 34.

Tabela 34: Valores DEC_{ref} e FEC_{ref} período regulatório 1998 - 2000

Período regulatório p = 3 anos				
Tipo	m	DEC_{ref}	FEC_{ref}	DMC_{ref}
10	2	40,06	32,18	1,24
20	2	16,70	20,76	0,80
30	1	15,07	22,26	0,68
40	1	12,30	10,23	1,20
50	1	10,36	12,07	0,86
60	1	12,67	14,02	0,90
70	1	0,47	0,40	1,17

Para aplicar (se procedem) as penalidades, é necessário analisar o desempenho efetivo da empresa em cada conjunto no ano 1998. A Tabela 35 mostra os dados supostos para o ano 1998. Nessa tabela também são salientados os valores que ultrapassam os valores de referência e a penalidade correspondente.

Tabela 35: Valores efetivos DEC FEC 1998 e aplicação de penalidades

Código	Tipo	Valores efetivos 1998			Valores de referência			Penalidade
		DEC	FEC	DMC	DEC_{ref}	FEC_{ref}	DMC_{ref}	
Co246	10	10,0	10,0	1,00	40,06	32,18	1,24	Não
Co643	10	22,3	22,1	1,00	40,06	32,18	1,24	Não
Co497	20	19,1	19,3	0,99	16,70	20,76	0,80	ENS_{DEC}
Co425	20	10,8	8,6	1,21	16,70	20,76	0,80	Não
Co703	30	4,9	2,4	2,04	15,07	22,26	0,68	Não
Co500	40	18,0	9,0	2,00	12,30	10,23	1,20	ENS_{DEC}
Co244	50	7,9	8,2	0,96	10,36	12,07	0,86	Não
Co000	60	10,0	15,0	0,67	12,67	14,02	0,90	ENS_{FEC}
Co001	70	0,7	0,7	1,00	0,47	0,40	1,17	ENS_{FEC}

Observe-se na Tabela 35 que para o conjunto Co001 são ultrapassados os índices de duração e frequência, deste modo deve-se aplicar a maior penalidade resultante da avaliação por ENS_{FEC} e ENS_{DEC} .

Para quantificar a penalidade que deve se aplicar à empresa é necessário avaliar o valor unitário de energia não suprida, considerando o percentual de clientes por conjunto para o ano 1998.

A Tabela 36 mostra esses dados para os conjuntos sujeitos a penalidade.

Tabela 36: Mistura de clientes e valor unitário da energia não suprida

Código	Penalidade	%CI	%CR	%CC	VUENS (USD/kWh)
Co497	ENS_{DEC}	50	20	30	1,74
Co500	ENS_{DEC}	40	30	30	1,77
Co000	ENS_{FEC}	35	30	35	1,92
Co001	ENS_{FEC}	50	30	20	1,47

Finalmente a penalidade resulta de quantificar a energia não suprida (ENS_{DEC} ou ENS_{FEC}) e valorizar essa quantia de energia ao valor unitário da tabela anterior.

Tabela 37: Penalidades por violação dos níveis de referência DEC e FEC

Código	Penalidade	EAF GWh	ENS kWh	VENS (USD)
Co497	ENS_{DEC}	48,3	13258	23069
Co500	ENS_{DEC}	297,0	193525	342539
Co000	ENS_{FEC}	192,0	14412	27671
Co001	ENS_{FEC}	119,5	4093	6017

A Tabela 37 mostra que as penalidades que deve defrontar a distribuidora são importantes, mas deve se ter presente que para garantir a viabilidade econômico financeira da empresa essas penalidades devem ser limitadas a valores menores do que 2% de faturamento. A penalidade assim calculada deve ser repartida entre os consumidores afetados pela falta de suprimento.

6.8 Considerações

A regulamentação prática proposta considera um mecanismo recursivo de adequação da remuneração da distribuidora ao nível efetivo de continuidade.

Os níveis de referência são calculados como o desempenho histórico por conjunto e, portanto constituem um desafio maior, mas não impossível de atingir. Se a distribuidora consegue um desempenho acima dos níveis de referência sua remuneração será maior porque esses melhores níveis de referência serão considerados na determinação da remuneração máxima para o novo período regulatório. Contudo, na medida que as empresas atingem níveis de desempenho elevados, atingir e manter esses níveis tornar-se-á caro, deste modo a distribuidora poderia ficar tentada de assumir o custo da penalidade.

Para dotar o modelo de um mecanismo de alívio da pressão imposta pelos convergentes níveis de referência, pode-se considerar um fator X (percentual do nível de referência) que permita ao regulador estabelecer uma faixa dentro da qual a distribuidora não seria penalizada. Esse fator X atuaria aliviando as exigências, porque os valores DEC_{ref} e FEC_{ref} seriam valores X% maiores que os calculados do histórico. Ou seja:

$$FEC_{ref}^c = \frac{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m FEC_{li}^c \cdot NC_{li}^c}{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m NC_{li}^c} + X_{FEC}^c \cdot \frac{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m FEC_{li}^c \cdot NC_{li}^c}{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m NC_{li}^c} \quad (72)$$

$$DEC_{ref}^c = \frac{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m DEC_{li}^c \cdot NC_{li}^c}{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m NC_{li}^c} + X_{DEC}^c \cdot \frac{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m DEC_{li}^c \cdot NC_{li}^c}{\sum_{l=1}^p \sum_{i=1}^m NC_{li}^c} \quad (73)$$

onde as variáveis tem o significado apresentado nas seções anteriores.

Por exemplo com um $X_{FEC}^{60} = 10\%$ o valor de referência para a frequência do conjunto 60 passaria de 14,02 vezes/ano para 15,42 vezes/ano aliviando a penalidade nesse conjunto.

Por outro lado o estabelecimento de penalidades por violação dos níveis de referência precisa que as responsabilidades entre gerador, transmissor e distribuidor sejam claramente definidas. Neste sentido o modelo proposto considera que as interrupções contabilizadas para o cálculo dos índices levem em conta só falhas internas à rede de distribuição e não as originadas por força maior nem as interrupções com origem em linhas do transmissor ou em instalações do gerador. Essas interrupções devem ser limitadas através de indisponibilidades aceitáveis no nível de geração e nas barras de entrega do transmissor ao distribuidor.

6.9 Conclusões

Este capítulo apresentou a regulamentação da Q.S. nos sistemas elétricos de distribuição. Apresentou-se um modelo de qualidade que possibilita a regulamentação da continuidade, conformidade e atendimento comercial. Para a regulamentação da conformidade recomendou-se adotar o padrão IEC por ser esse o mais desenvolvido padrão de conformidade e o que atinge os três agentes envolvidos: distribuidora, cliente e fabricante.

Foi apresentado um modelo teórico de regulamentação da Q.S. que visa minimizar o custo social da qualidade. Mediante simplificações do modelo teórico, foi desenvolvido um modelo prático de regulamentação da continuidade. Esse modelo cumpre com os objetivos de toda regulamentação, isto é: procura que a continuidade média do sistema tenda ao ótimo; controla que o nível de continuidade seja superior ao nível de referência; garante que todo cliente receba ao menos a qualidade mínima garantida e consegue que os clientes sejam beneficiados pelo incremento no nível de continuidade, sem por em risco a viabilidade das empresas. Trata-se de um mecanismo recursivo, onde os níveis de referência são permanentemente revisados e considerados na determinação da remuneração da distribuidora. Contudo os níveis de referência são determinados com base no desempenho real da distribuidora; isto faz com que o sistema tenda a um nível de continuidade que se adapta às verdadeiras possibilidades do sistema e não a padrões obtidos por simulação ou de desempenho internacional. A penalidade é calculada com base nos custos que os clientes suportam por falta de suprimento e assim o valor unitário da energia não suprida atua como fator de ajuste da continuidade ótima por conjunto.

CAPÍTULO 7 CONCLUSÕES E CONTRIBUIÇÕES

7.1 Introdução

O objetivo proposto para este trabalho foi o desenvolvimento de uma regulamentação da qualidade de serviço (Q.S.) em sistemas de distribuição adequada às mudanças do setor elétrico brasileiro. Para isso foi necessário abordar diversos assuntos relacionados com a qualidade e sua regulamentação.

A regulação do setor elétrico e especialmente suas tendências no novo paradigma de regulação do setor foi abordada. Saliu-se a necessidade de uma regulamentação explícita da Q.S. No Brasil, as empresas distribuidoras passam do setor estadual às mãos do setor privado. O mecanismo de regulamentação dos preços proposto na nova regulação do setor (limitação da receita) visa minimizar os custos fazendo com que as empresas possam ficar tentadas a diminuir investimentos. Outro aspecto que se desprende da análise do novo paradigma regulatório é a existência de um processo crescente de desverticalização. No novo paradigma de regulação do setor elétrico, as empresas geradoras, transmissoras e distribuidoras pertencem a distintos proprietários, mas a necessidade de coordenação obriga essas empresas a cumprir determinados níveis de desempenho. Esses níveis de desempenho devem ser explicitamente regulamentados a fim de garantir a segurança global do sistema.

A Q.S. foi analisada, salientando a necessidade do uso de índices que quantifiquem a continuidade, a conformidade e o atendimento aos clientes. A continuidade pode ser quantificada através de índices que relacionam a parte do sistema falhada (clientes, transformadores ou kVA atingidos) com a totalidade do sistema em termos de clientes, transformadores ou potência. Esses índices são globais e refletem o comportamento médio do sistema, podendo ainda incluir clientes com péssima continuidade. Por essa razão, para uma completa quantificação da continuidade, além dos índices globais, é necessário o uso de índices individuais.

Também a conformidade, que refere-se à capacidade do sistema elétrico em fornecer energia com tensão e frequência isenta de distorções, é quantificada através de índices globais e índices individuais. Neste sentido, é importante salientar o valor das normas e recomendações de Compatibilidade Electromagnética do padrão IEC. Essas normas procuram coordenar a aptidão dos elementos para funcionar satisfatoriamente em um ambiente com os níveis máximos aceitáveis de

perturbação na rede elétrica e constituem o mais desenvolvido padrão de conformidade. Por essa razão é razoável considerar essas recomendações e padrões no desenvolvimento de uma regulamentação da conformidade. Estas normas estão a servir de base ao Comitê Europeu de Normalização Eletrotécnica (CENELEC) para propor as correspondentes normas de cumprimento obrigatório nos países membros da Comunidade Européia. Por outro lado, vários países da Comunidade já tem adotado esses padrões e atualmente são exigidos tanto das empresas distribuidoras como dos fabricantes. Neste sentido a Comunidade Européia impõe normas de fabricação que garantem que os equipamentos comercializados cumprem com níveis emissão de perturbações toleráveis. Esse enfoque de solução do problema de conformidade aborda o problema desde sua raiz limitando a poluição da rede onde, maioritariamente, se origina: os equipamentos. Assim a proposta de regulamentação feita neste trabalho considera que a conformidade seja regulada usando o padrão IEC.

A qualidade do atendimento aos clientes também pode ser quantificada através do uso de índices e pesquisas de opinião. Apresentaram-se índices que possibilitam medir o desempenho da distribuidora em aspectos como faturamento, atendimento de reclamações e tempo de atendimento das solicitações dos clientes. Esses atributos da qualidade também foram considerados na regulamentação proposta considerando, no modelo de qualidade proposto, índices que possibilitam quantificar o desempenho da distribuidora nesses aspectos. Contudo, os valores de referência de cumprimento obrigatório devem ser definidos pelo regulador considerando o desempenho atual e as necessidades de investimento para um melhoramento futuro.

O estado da arte em matéria de regulamentação da Q.S. foi apresentado, analisando a experiência internacional. Foram dadas evidências da necessidade de mecanismos de incentivos/penalidades que visem levar o sistema de distribuição a níveis ótimos de qualidade. Essa abordagem do problema foi usada para o desenvolvimento de uma regulamentação teórica e prática da Q.S.

Foram abordados e analisados os custos e investimentos em sistema de distribuição da Q.S. Os investimentos que as distribuidoras defrontam foram classificados em crescimentos e melhoramentos, sendo os melhoramentos os investimentos que têm por objetivo atingir e manter os níveis adequados e regulamentados de Q.S. Os projetos de melhoramentos são investimentos de baixo risco e em muitos casos de carácter obrigatório e, portanto, devem ser avaliados usando a taxa de desconto regulamentar do setor distribuição. Isto significa que a rentabilidade esperada de um projeto de melhoramento em sistemas de distribuição deve ser igual a rentabilidade considerada no cálculo da remuneração da empresa. Para o Brasil essa taxa seria da ordem de 10% até 12% real anual.

Finalmente, foi desenvolvido um mecanismo prático de regulamentação da Q.S. Essa proposta reconhece a mudança de regulamentação do setor distribuição que passa de um modelo de

regulação de preços pela taxa de retorno a um modelo de limitação de preços. O modelo considera a regulamentação continuidade, conformidade e atendimento dos clientes e usa alguns dos índices apresentados no trabalho. A conformidade é regulamentada através do padrão IEC, enquanto a regulamentação da continuidade baseia-se na minimização do custo social da qualidade e reconhece os custos dos clientes pela falta de suprimento.

7.2 Conclusões Gerais

O objetivo final proposto para esta dissertação foi atingido. Em particular foi proposta uma regulamentação para a Q.S. em sistemas elétricos que se ajusta às mudanças regulatórias do setor elétrico brasileiro. Essa regulamentação considera conformidade, continuidade e atendimento comercial e usa índices para quantificar o desempenho da distribuidora em cada aspecto da qualidade. A regulamentação da continuidade visa minimizar o custo social da qualidade. Para isso o mecanismo proposto acomoda a remuneração global da distribuidora com o nível efetivo de continuidade oferecido pela distribuidora usando penalidades em favor dos clientes afetados. O nível de continuidade é comparado com o nível de referência (de cumprimento obrigatório) e a empresa é penalizada quando não são atingidos esses níveis. O mecanismo proposto é recursivo, porque os níveis de referência são calculados em cada período regulatório e considerando o desempenho real das distribuidoras. Assim, a melhora da confiabilidade é contínua e progressiva. Por outro lado, ao serem os níveis de referência considerados no cálculo da remuneração da distribuidora, se garante o justo equilíbrio econômico financeiro das empresas. Um mecanismo de alívio da pressão imposta pelos convergentes níveis de referência foi proposto, possibilitando que o regulador acomode as exigências de continuidade a níveis razoáveis que não arrisquem a viabilidade das distribuidoras.

Também, os objetivos específicos que visavam documentar e orientar esta dissertação trabalho foram atingidos.

Foram investigadas as atuais mudanças do setor elétrico e o potencial efeito na Q.S.

Foi desenvolvido o conceito de produto e serviço eletricidade e definidas as suas principais características. Através da revisão internacional da regulamentação da Q.S. foram investigadas as distintas opções para regular os distintos aspectos da qualidade.

Foram analisadas e comparadas as recomendações dos organismos como IEEE e IEC. Também foram considerados os aspectos de avaliação econômica dos investimentos em melhora da Q.S.

7.3 Contribuições

As principais contribuições desta dissertação podem se resumir em:

- Análises do problema de Q.S. em sistemas de distribuição sob uma perspectiva sistêmica abordando aspectos econômicos, regulamentares e técnicos.
- Revisão detalhada das atuais tendências internacionais em matéria de regulamentação da Q.S.
- Conceituação da regulamentação da Q.S. abordando o interesse do cliente, do regulador e da distribuidora.
- Proposta de um modelo determinístico para a obtenção da curva de investimento da distribuidora em melhora da continuidade.
- Classificação dos investimentos em sistemas de distribuição em crescimento e melhoramento, sendo os melhoramentos os investimentos destinados a atingir e manter os níveis adequados e regulamentados de Q.S.
- Identificação da taxa de desconto adequada para descontar os benefícios futuros gerados por projetos de melhoramento.
- Proposta de um modelo de regulamentação da Q.S. que visa minimizar o custo social da qualidade.
- Proposta de uma regulamentação prática da Q.S. que considera os aspectos de continuidade, conformidade e atendimento comercial.
- Proposta de um mecanismo prático e dinâmico de regulamentação de continuidade baseado no custo de falta de suprimento dos clientes.

7.4 Futuras Linhas de Pesquisa

Esta dissertação pode ser considerada como a base de desenvolvimentos futuros. Muitas das matérias abordadas precisam de pesquisa mais detalhada. Entre os possíveis futuros trabalhos relacionados com a matéria desta dissertação, destacam-se:

- Abordagem da tarifação dos serviços de redes elétricas e implicações da nova estrutura tarifária na Q.S. em sistemas de distribuição.
- Negociação dos níveis de Q.S. em contratos de suprimento entre fornecedor e clientes livres.

- Aplicação de técnicas de cenários na determinação de planos ótimos de investimento que visem níveis adequados de Q.S.
- Aplicação de simulação Monte Carlo na obtenção da curva de melhoramento da distribuidora.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AENOR; 1995. *Medidor de Flicker, Especificaciones Funcionales y de Diseño*. Norma Española UNE-EN-60868 octubre de 1995.
- AENOR; 1996. *Características de la Tensión Suministrada por las Redes Generales de Distribución*. Norma Española UNE-EN-50160 octubre de 1996.
- AENOR; 1997. *Compatibilidad Electromagnética, Parte 3, sección 2: Límites para las emisiones de Corriente Armónica (equipos con corriente de entrada menor o igual a 16 A por fase)*. Norma Española UNE-EN-61000-3-2 abril de 1997.
- ANEEL; 1998. *Relatório Estatístico dos Índices de Continuidade DEC e FEC*. Agência Nacional de Energia Elétrica. <http://www.aneel.gov.br/>
- AP003; 1999. *Anexo ao Contrato de Adesão à Permissão de Serviço Público de Energia Elétrica. Qualidade de Energia Elétrica. Audiência Pública 003/1999*. <http://www.aneel.gov.br/defaultaudidef.htm>
- ARGENTINA, 1994. *Normas de Calidad de Servicio Público y Sanciones, Anexo del Contrato de Concesión del Servicio Eléctrico de Distribución de la Provincia de San Juan*. Subanexo 3.
- ALVES,G.; De SOUSA, C.; 1997. Controle de Qualidade de Energia. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. *Anais*. Novembro 1997.
- BILLITON, R.; ALLAN, R.N.; 1984. *Reliability Evaluation of Power Systems*, Plenum Books, New York and London, 1984.
- BILLITON, R.; WANG, P.; 1998. Teaching Distribution System Reliability Evaluation Using Monte Carlo Simulation. *IEEE Transaction on Power Systems*. PE-124-PWRS-0-07-1998.
- BOLÍVIA; 1994. *Ley N° 1604, Ley de 21 de Diciembre de 1994*.
- BORN, P.; 1998. O Novo Processo de Formação e Regulamentação de Preços do Setor Elétrico. *Eletricidade Moderna*, Abril 1998, pp. 80-94.

- BRONZEADO, H. S.; NETO, S.D.; PONTES, S.; 1998. Electric Power Quality in a Deregulated Environment. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA CONLADI 1998. *Anais*: São Paulo, Brasil. pp. 115-118.
- BROOKS, D.; DUGAN, R.; WACLAWIAK, M.; et al.; 1998a. *Indices for Assessing Utility Distribution System RMS Variation Performance*. <http://www.pqnet.electrotek.com/pqnet>
- BROOKS, D.; SUNDARAM, A.; 1998b. *Recommendations for Tabulating RMS Variation Disturbances with Specific Reference to Utility Power Contracts*. Cigré 36.05 / CIRED 2 CC02, Voltage Quality Working Group. <http://www.pqnet.electrotek.com/pqnet>
- BRUGNONI, M.; 1998. La Evolución de la Calidad de la Energía en las Redes de Distribución Eléctrica de la Zona Metropolitana de Buenos Aires. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA CONLADI 1998. *Anais*. Sao Paulo, Brasil. pp 33-36.
- CARPINELLI, G.; CARAMIA, P.; Di VITTO, E.; et al.; 1996. Probabilistic Evaluation of the Economical Damage due to Harmonic Losses in Industrial Energy System. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 11, No 2, April 1996.
- CHILE; 1982. *Decreto con Fuerza de Ley N° 1de 1982*. Diario Oficial de la República de Chile, 13 de septiembre de 1982, No 31.366.
- CHILE; 1998. *Reglamento de la Ley General de Servicios Eléctricos*. Diario Oficial de la República de Chile, Jueves 10 de septiembre de 1998, No 36.162, p. 6 – 31.
- CONTI GOMES, Ana; 1998. *A Reestruturação das Indústrias de Rede: Uma Avaliação do Setor Elétrico Brasileiro*. Dissertação (Mestrado Engenharia de Produção). Florianópolis, Universidade Federal de Santa Catarina. Fevereiro 1998.
- CONTRERAS, David; 1996. *Estudio comparativo de la regulación eléctrica en Inglaterra y Chile*. Tesis de Master en Economía Industrial, Universidad Carlos III de Madrid. Diciembre 1996.
- COOPERS & LYBRAND; 1998. *Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Sumário Executivo, Estágio VII*. SEN/Eletróbrás, 1998.
- De KALETY, A.; 1990. *Análisis y Evaluación de Inversiones*. Escuela de Alta Dirección y Administración, Ediciones GESTIÓN 2000, Barcelona, España.
- DEMSETZ, H.; 1968. Why Regulate Utilities? *The Journal of Law and Economics* N. 11, April 1968. pp. 55-65.
- DNAEE; 1978. *Portaria DNAEE N° 046*, de 17 de Abril de 1978. Brasil.

- DOMIJAN, A.; HEYDT, G.; MELIOPULOS, A.; et al.; 1993. Directions of Research on Power Quality. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 8, No 1, January 1993.
- DUGAN, R.; McGRANAGHAN, M.; WAYNE, H.; 1996. *Electrical Power Systems Quality*. New York, McGraw-Hill, 1996.
- EL MERCURIO, 1999. *Por primera vez en Crisis Eléctrica: Superintendencia Multó a diez Generadoras*. El Mercurio de Santiago, 30 de abril de 1999.
- FILIPSKI, P.; LABAJ, P.; 1992. Evaluation of Reactive Power Meters in the presence of High Harmonic Distortion. *IEEE Transaction on Power Delivery*, Vol. 7, N° 4, October 1992.
- GÓMEZ, T.; ROMÁN, J.; 1997. La Regulación de la Calidad de la Onda de Tensión en las Compañías Distribuidoras de Argentina. 5^{tas} JORNADAS HISPANO LUSAS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA. *Anais*: 3-5 Julio de 1997, Salamanca, España.
- GÓMEZ, T.; ROMÁN, J.; 1998, Power Quality Regulation in Argentina: Flicker and Harmonics. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 13, No 3, July 1998, pp. 895-901.
- HEYDT, G.T.; JEWELL, W.T. 1998. Pitfalls of Electric Power Quality Indices. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 13, No 2, April 1998.
- HEYDT, G.; 1991. *Electric Power Quality*. Start in a Circle Publications, Indiana, USA, 1991.
- IEC 1000-2-2. Electromagnetic Compatibility, Part 2: Environment, Section 2: Compatibility Levels for Low Frequency conducted Disturbances and signalling in Public Low Voltage Power Supply Systems. International Electrotechnical Commission, 1990
- IEEE Std. 519, *IEEE Recommended Practices and Requirements for Harmonic Control in Electrical Power Systems*. IEEE Std. 519, 1992.
- KAY, J.; THOMSON, J.; 1986, Privatization: A Policy in Search of Rationale. *The economic Journal*. N. 96 March 1986 pp. 18-32.
- KEY, T.; LAI, J.; 1993. Comparison of Standards and Power Supply Design Options for Limiting Harmonic Distortion in Power Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 29, No 4, July/August 1993.
- KEY, T.; LAI, J.; 1996. Costs and Benefits of Harmonics Current Reduction for Switch-Mode Power Supplies in a Commercial Office Building. *IEEE Transactions on Industry Applications*, Vol. 32, No 5, September/October 1996.
- KOVAL, D.; CHANG, J.; LEONARD, J.; 1992. Rural Power Quality. *IEEE Transactions on Industry Applications*. Vol. 28, No 4, July/August 1992, pp. 761-766.

- LAFFONT, J.; 1994. The New Economics Of Regulation Ten Years After. *Econometrica*. Vol. 62, No 3 (May 1994), pp. 507-537.
- LeROY MILLER, R.; 1981. *Microeconomia; Teoria, Questões e Aplicações*. 1ª Edição. São Paulo: McGraw-Hill 1981.
- LITTLECHILD, S.; 1993. *Electricity distribution: Price Control, Reliability and Customer Service*. Office of Electricity Regulation, October 1993.
- MOLINA, Patricio; 1998. Tarificación Eléctrica Chilena a Nivel de Distribución. Tesis de Magister en Ciencias de la Ingeniería. Pontificia Universidad Católica de Chile. Santiago 1998.
- MASSAUD, A.; SCHILLING, M.; HERNANDEZ, J.; 1994. Electricity restriction Costs. *IEE Proc Generation, Transmission and Distribution*. Vol. 141, No 4, July 1994.
- McGRANAGHAN, M.; 1997. Overview of Power Quality Standards. Power Quality Network 1997. <http://www.pqnet.electrotek.com/pqnet/main/standard/paper1/overview>
- MORALES, M.; JACQUES, C.; 1998. Calidad de Servicio en Sistemas de Distribución Urbanos. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA CONLADI 1998. *Anais*: São Paulo, Brasil. pp. 18-22.
- MORI; 1999. *Quality of Supply: attitudes of Business and Domestic Electricity Customers*. Research Study Conducted for OFFER, Market & Opinion Research International, March 1999.
- OLGUÍN, G.; VIDAL, R.; 1998. *Desarrollo de un Modelo para La Toma de Decisiones de Inversion en el Sector Eléctrico*. Trabajo de grado para optar al grado de Magister en Gestión de Empresas. Universidad de la Serena, Chile.
- OVALLE GARRETON, M.; 1995. *Mercados Regulados el caso del sector electrico chileno*. Curso de Política Económica, Universidad Finis Terrae, Mayo 1995.
- PALMER, J.; DEGENEFF, R.; MCKERNAN, T.; et al.; 1993. Pipe Type Cable Ampacities in the presence of Harmonics. *IEEE Transactions on Power Delivery*. Vol. 8, Nº 4, October 1993.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I.; 1992. *Pricing of Transmission Services*. Informe IIT-92-030, Instituto de Investigación Tecnológica, Universidad Pontificia Comillas, Junio 1992
- PEREZ ARRIAGA, J.I.; 1995. La Regulación del Sector Electrico de Energia Electrica: Tendencias en un Contexto Internacional. *Economía Industrial*, Nº 302, 1995. pp. 71-86, Madrid: Ministerio de Indústria y Energía.
- PÉREZ ARRIAGA, J.I.; 1998a. Fundamentos Teóricos de la Nueva Regulación Eléctrica. *Economía Industrial*, Nº 316, Madrid: Ministerio de Industria y Energía.

- PÉREZ ARRIAGA, J.I.; 1998b. Visión Global del Cambio de Regulación. *Anales de Mecánica*, Madrid: Asociación de Ingenieros de ICAI
- QUILES, Eduardo; 1997. *Evaluación y Mejora de la Fiabilidad en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*, Tesis Doctoral, Universidad Politécnica de Valencia, 1997.
- RIOS, S; 1993. *Calidad de Servicios en Empresas Eléctricas*. Contrato DICTUC ASEP. Noviembre 1993.
- RIVER, J.; ROMÁN, J.; GÓMEZ, T.; 1997. La Regulación de la Calidad del Servicio Eléctrico. 5^{tas} JORNADAS HISPANO LUSAS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA. *Anais*: pp. 1309-1316. Julio de 1997, Salamanca, España.
- RIVER, Juan; 1999. *Calidad del Servicio. Regulación y Optimización de Inversiones*. Tesis Doctoral, Universidad Pontificia Comillas. Madrid, 1999.
- RODRIGUEZ ROMERO, L.; 1995. *La Teoría Clásica de la Regulación de Monopolios Naturales*. Apuntes de curso de regulación. Universidad Carlos III de Madrid.
- ROMÁN, J.; GÓMEZ, T.; MUÑOZ, A.; 1997. Regulación de la Distribución Eléctrica. . 5^{tas} JORNADAS HISPANO LUSAS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA. *Anais*: pp. 1123-1130. Julio de 1997, Salamanca, España.
- SABIN, D.; BROOKS, D.; SUNDARAM, A.; 1998. Indices for Assessing Harmonic Distortion from Power Quality Measurements: Definitions and Benchmark Data. <http://www.pqnet.electrotek.com/pqnet>
- SABIN, D.; SUNDARAM, A.; 1996. Quality Enhances Reliability. *IEEE Spectrum*, February 1996, pp. 34-41.
- SOUSA, A.; GOMÉZ, T.; PEÇAS, J.; 1997. Análise Comparativa de Algumas Normas/Recomendações Referentes à Limitação de Emissão de Intensidades Harmónicas nas Redes de Energia Eléctrica. 5^{tas} JORNADAS HISPANO LUSAS DE INGENIERÍA ELÉCTRICA. *Anais*: pp. 793-799. Julio de 1997, Salamanca, España.
- STEELE, S.; MARANGON, L.; ARANGO, H.; 1999. Propostas para uma nova Estrutura Tarifária na Distribuição, *Eletricidade Moderna*, Abril 1999.
- SULLIVAN, M.; VARDELL, T.; NOLAND, B.; et al.; 1996. Interruption Cost, Customer Satisfaction and Expectations for Service Reliability. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 11, No 2, May 1996.

- THOMAS, W.; BORDINI, W.; SORMANTI, E.; 1998. Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA CONLADI 1998. *Anais*. São Paulo, Brasil.
- TIROLE, J.; 1990. *La Teoría de la Organización Industrial*. Editorial Ariel, Barcelona, 1990.
- TRANSELEC; 1995. *Bases Conceptuales Para la Asignación de Peajes en Trasnmisión*. Documento de trabajo Empresa de Trasnmisión Electrica Transelec, Agosto 1995.
- VIDAL, P.; ANDREONI, A.; 1998. Una Propuesta de Generación de Señales de Gestión a Partir del Control de la Calidad del Servicio Técnico de Distribución. In: CONGRESSO LATINO-AMERICANO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA CONLADI 1998. *Anais*, pp. 23-27. São Paulo, Brasil.
- WAGNER, V.; BALDA, J.; BARNES, T.; et al.; 1993. Effects of Harmonics on Equipment. Report of the IEEE Task Force on the Effects of Harmonics on Equipment. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 8, No 2, April 1993, pp. 672-680.