



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

Pró-Diretoria de Pesquisa e Pós-Graduação em
Engenharia da Energia

***CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA: ANÁLISE REGULATÓRIA, CORRELAÇÃO DOS
INDICADORES E METODOLOGIA DE COMPENSAÇÃO AO
CONSUMIDOR***

EDUARDO SORMANTI HASSIN

Dissertação Submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia como requisito para a obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia da Energia.

Orientador: Prof. EDSON DA COSTA BORTONI, D.Sc.
Co-orientador: Prof. JAMIL HADDAD, D.Sc.

Itajubá, 12 de Dezembro de 2003

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

H355c

Hassin, Eduardo Sormanti

Continuidade dos serviços de distribuição de energia elétrica : análise regulatória, correlação dos indicadores e metodologia de compensação ao consumidor / por Eduardo Sormanti Hassin ; orientado por Edson da Costa Bortoni e co-orientado por Jamil Haddad. -- Itajubá, (MG) : UNIFEI, 2003.

73 p. il.

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Indicadores de continuidade. 2. Análise regulatória. 3. Compensa_ção ao consumidor. I. Bortoni, Edson da Costa, orient. II. Haddad, Jamil, co-orient. III. Universidade Federal de Itajubá. IV. Título.

CDU 621.311.1(043)

Aos meus pais,

*Adele,
pelo amor e dedicação*

e

*Walter (in memoriam),
pelos ensinamentos e lições de vida
deixados enquanto em vida terrestre*

AGRADECIMENTOS

Ao Prof. Dr. Edson da Costa Bortoni, meu orientador, pelo apoio e pelas contribuições que foram fundamentais para o desenvolvimento desta dissertação.

Ao amigo e Superintendente de minha área José Eduardo Pinheiro Santos Tanure e Prof. Afonso Henriques Moreira Santos que sempre me incentivaram na concretização desta dissertação de mestrado.

A todos meus familiares que me apoiaram e me incentivaram durante essa etapa da minha vida.

À ANEEL pelo apoio financeiro durante o programa de mestrado.

A todos que direta ou indiretamente contribuíram para o desenvolvimento desta dissertação.

E, principalmente, ao nosso grande mestre, Jesus, que fez das minhas preces o instrumento único para conquistar este objetivo tão esperado.

ÍNDICE ANALÍTICO

Resumo	i
Abstract	ii
Lista de Tabelas.....	iii
Lista de Figuras.....	iv
Lista de Indicadores e Variáveis.....	vi
INTRODUÇÃO.....	1
1. CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO E COMPENSAÇÃO AO CONSUMIDOR: EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS	4
1.1 O Caso da Argentina	5
1.2 O Caso da Bolívia	9
1.3 O Caso do Chile	10
1.4 O Caso dos Estados Unidos	13
1.5 O Caso da França	14
1.6 O Caso da Inglaterra e País de Gales	15
1.7 O Caso da Noruega	17
2. HISTÓRICO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL	20
2.1 Indicadores de Continuidade dos Contratos de Concessão das Concessionárias Distribuidoras do Estado de São Paulo	26
2.2 Indicadores de outros Contratos de Concessão	30
3. REGULAMENTAÇÃO DA CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL	32
3.1 Análise Crítica e Sugestões de Aperfeiçoamento	32
3.2 Simulação de Penalidades Utilizando um Caso Real	49
3.3 Critérios Atuais de Aplicação de Penalidades	55
3.4 Propostas da Coopers & Lybrand quanto à Regulamentação Técnica.....	60
4 ANÁLISE DA CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS SOB OS ASPECTOS ECONÔMICOS, FISCALIZATÓRIOS E LEGAIS	63
4.1 Análise dos Aspectos Econômicos	63
4.2 Análise dos Aspectos Fiscalizatórios	71
4.3 Análise dos Aspectos Legais	73
5. ESTUDO DE CORRELAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE	79
5.1 Correlação dos indicadores DIC e FIC com os padrões estabelecidos.....	79
5.2 Discussão sobre a correlação entre o nível de desempenho operacional e nível tarifário	98
6. METODOLOGIA DE COMPENSAÇÃO AO CONSUMIDOR	107
7. CONCLUSÕES E TÓPICOS PARA FUTURO DESENVOLVIMENTO	112
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	119
ANEXOS.....	122

RESUMO

A reestruturação do setor elétrico caracteriza-se por um modelo funcional desverticalizado que implica na segregação das funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Da mesma forma que em outros países, o segmento da distribuição continua a ser uma atividade econômica com característica de monopólio natural.

A característica de desverticalização implica grandes desafios, em se tratando de qualidade de energia, pois enquanto propicia uma maior competitividade no setor, e portanto um aumento da eficiência da indústria de energia elétrica como um todo, acarreta a busca de maior eficácia quanto à aplicação dos recursos. No entanto, isto pode, caso não se tenha uma regulamentação adequada, gerar uma tendência de deterioração da qualidade de energia entregue ao consumidor.

Esta dissertação apresenta um estado da arte sobre a regulamentação da qualidade de energia elétrica em outros países sob o enfoque da continuidade dos serviços prestados. O regulamento brasileiro atual é analisado, apresentando-se propostas de adequações, principalmente quanto aos critérios adotados de compensação ao consumidor pelo tempo que o mesmo fica privado do fornecimento de energia elétrica.

ABSTRACT

The Brazilian energy industry restructuring is characterized by a desverticalized model that implies in a segregation of the generation, transmission, distribution and electric power trader functions. In the same way that in other countries, the segment of the distribution remains an economical activity which is characterized as a natural monopoly.

The desverticalization characteristic implicates in great challenges, mainly when treating power quality, since while it propitiates a larger competitiveness in the section, and in an increase of the efficiency of the electric power industry as a whole, carts the search of larger effectiveness as for the application of the resources. However, this can, in case an appropriate regulation is not had, to generate a tendency of deterioration of the quality of energy given to the consumer.

This dissertation presents a state of the art about the regulation of the electric power quality in other countries under the focus of the continuity of the rendered services. The current Brazilian regulation is analyzed and some proposals of adaptations is given, mainly as for the adopted criteria of compensation to the consumer in case of inadequate service.

LISTA DE TABELAS

Tabela 1.1- Exigências de Continuidade para EDENOR e EDESUR - etapa 1.....	6
Tabela 1.2 - Exigências de Continuidade para EDENOR e EDESUR - etapa 2.....	7
Tabela 1.3 - Exigências de continuidade na Bolívia (Controle Semestral).....	9
Tabela 1.4 - Exigências de continuidade no Chile (transitórias).....	12
Tabela 1.5 - Valores limites e objetivos da proposta NYSEG.....	14
Tabela 1.6 - Padrões Globais.....	16
Tabela 2.1- Indicadores Técnicos dos Contratos de Concessão das Concessionárias de Distribuição do Estado de São Paulo.....	28
Tabela 2.2 - Indicadores Técnicos de Contratos de Concessão.....	29
Tabela 2.3 - Indicadores de Qualidade dos Serviços e Produtos.....	29
Tabela 3.1 - Classificação de fenômenos, segundo a norma IEEE 1159/1995	37
Tabela 3.2 - Transgressão x Penalidade.....	47
Tabela 3.3 - Quadro Geral das Infrações e Penalidades.....	61
Tabela 4.1 - Custo Médio de interrupção.....	67
Tabela 4.2 - Ocorrências x Efeitos.....	70
Tabela 5.1 - CEMAT Conjuntos Urbanos Atendidos por Sistemas Interligados.....	81
Tabela 5.2 - CEMAT Conjuntos Não Urbanos Atendidos por Sistemas Interligados.....	84
Tabela 5.3 - CEMAT Conjuntos Urbanos e Não Urbanos atendidos por Sistemas Isolados	86
Tabela 5.4 - CEMAT Conjuntos Não Urbanos Interligados e Conjuntos Isolados	89
Tabela 5.5 - T 98% Sistema CEMIG	97
Tabela 5.6 - T 98% Sistema CEMIG X Resolução 024.....	97

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1. Representação da coleta de dados de ICD/ILD.....	25
Figura 3.1 – Gráfico Penalidades DIC e DMIC.....	49
Figura 3.2 - Simulação da Multa – DIC Total.....	51
Figura 3.4 - Simulação de Multa DMIC - Baixa Tensão.....	53
Figura 3.5 – Simulação de Multa DMIC – Derivações.....	53
Figura 3.6 - Simulação de Multa DMIC – Tronco.....	53
Figura 3.7 – Simulação de Multa DMIC – Total.....	54
Figura 3.8 - Distribuição Acumulada de Freqüência da Duração das Interrupções > 8 horas.....	54
Figura 4.1 – Diagrama Elétrico Simplificado.....	70
Figura 4.2 - Perdas em função de subtensão e interrupção.....	71
Figura 4.3 - Perdas em função da ação do controlador de demanda.....	71
Figura 5.1- CEMAT Distribuição de Freqüências do DIC - Conjuntos Urbanos Interligados.....	82
Figura 5.2 - CEMAT Distribuição de Freqüências do FIC – Conjuntos Urbanos Interligados.....	82
Figura 5.3 - CEMAT Distribuição de Freqüências do DIC – Conjuntos Não Urbanos.....	84
Figura 5.4 - CEMAT Distribuição de Freqüências do FIC – Conjuntos Não Urbanos.....	85
Figura 5.5 - CEMAT Distribuição de Freqüências do DIC – Conjuntos Isolados.....	87
Figura 5.6 - CEMAT Distribuição de Freqüências do FIC - Conjuntos Isolados.....	87
Figura 5.7 - CEMAT Distribuição de Freqüências – Conjuntos Isolados e Conjuntos Não urbanos.....	89
Figura 5.8 – CEMAT Distribuição de Freqüências – Conjuntos Isolados e Conjuntos Não Urbanos Interligados.....	90
Figura 5.9 – Interrupções no Sistema CEMIG BT Rural (ano: 2001).....	92

Figura 5.10 – Interrupções no Sistema CEMIG BT Rural (ano: 2002).....	92
Figura 5.11 – Interrupções no Sistema CEMIG MT Rural (ano: 2001).....	93
Figura 5.12 – Interrupções no Sistema CEMIG MT Rural (ano: 2002).....	93
Figura 5.13 – Interrupções no Sistema CEMIG BT Urbano (ano: 2001).....	94
Figura 5.14 – Interrupções no Sistema CEMIG BT Urbano (ano: 2002).....	94
Figura 5.15 – Interrupções no Sistema CEMIG MT Urbano (ano: 2001).....	95
Figura 5.16 – Interrupções no Sistema CEMIG MT Urbano (ano: 2002).....	95
Figura 5.17 – Interrupções no Sistema CEMIG Subterrâneo (ano: 2001).....	96
Figura 5.18 – Interrupções no Sistema CEMIG Subterrâneo (ano: 2002).....	96

LISTA DE INDICADORES E VARIÁVEIS

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DEP – Duração Equivalente de Interrupção por Potência

DET – Duração de Interrupção Média por Transformador

FEC – Freqüência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FEP – Freqüência Equivalente de Interrupção por Potência

FET – Freqüência de Interrupção Média por Transformador

DIC – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC – Freqüência de Interrupção por Unidade Consumidora

ENS – Energia Elétrica não Suprida à Unidade Consumidora

EA – Energia Elétrica Anual Faturada da Unidade Consumidora

ETF – Energia Elétrica Semestral Faturada da Unidade Consumidora

SAIFI – Freqüência Média de Interrupção do Sistema

SAIDI – Duração Média de Interrupção do Sistema

CAIDI – Duração de Interrupção Média por Consumidor

k_i – Fator Representativo das Curvas de Carga de cada Categoria Tarifária da Unidade Consumidora, expresso em horas

INTRODUÇÃO

A continuidade da energia elétrica é um fator fundamental para o desenvolvimento das nações. Em um mundo altamente competitivo e submetido à globalização dos mercados, a energia elétrica passa a ser uma variável estratégica de desenvolvimento sobre a qual os planejadores podem e devem atuar para o crescimento do sistema.

O valor econômico associado ao fornecimento de energia elétrica está correlacionado à qualidade deste produto entregue. A indústria de energia elétrica envolve a integração entre usuários, fabricantes de equipamentos, concessionárias e centros de pesquisas, buscando construir, operar e manter sistemas elétricos que atendam às exigências da sociedade.

Uma vez que a energia elétrica é um insumo básico nos processos de produção, cada vez mais parece razoável medir o custo econômico associado a baixos níveis de qualidade pelos seus efeitos sobre os vários segmentos da cadeia.

A nova estruturação do setor elétrico caracteriza-se por um modelo funcional desverticalizado que implica na segregação das funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

A partir deste novo modelo os agentes encarregados destas diversas funções se relacionam através de um conjunto de contratos que têm como finalidade estabelecer, entre outros requisitos, os diversos níveis de responsabilidade, visando, sobretudo, o atendimento adequado das necessidades de energia elétrica demandadas pelo mercado.

A característica de desverticalização implica grandes desafios, em se tratando de qualidade de energia, pois enquanto propicia uma maior competitividade no setor e, portanto um aumento da eficiência da indústria de energia elétrica como um todo, acarreta a busca de maior eficácia quanto à aplicação dos

recursos. No entanto, isto pode, caso não se tenha uma regulamentação adequada, gerar numa tendência de deterioração da qualidade de energia entregue ao consumidor.

Deve-se ressaltar que a experiência brasileira, considerando as ações já desenvolvidas pelo extinto órgão regulador Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE e, mais recentemente pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, no sentido de regulamentar as questões de qualidade de energia, foram principalmente baseadas num modelo verticalizado.

A evolução tecnológica dos equipamentos eletroeletrônicos, atualmente utilizados em grande escala nos diversos segmentos de atividade industrial, comercial ou residencial, estabeleceu um crescente interesse pela qualidade de energia elétrica. No passado, os equipamentos não eram muito sensíveis às variações da qualidade de energia elétrica, porém atualmente com o desenvolvimento tecnológico crescente, percebe-se que os modernos equipamentos começam a operar inadequadamente, o que vem produzindo transtornos e prejuízos para os diversos consumidores de energia elétrica (BRONZEADO et al., 1997).

Em função desta maior sensibilidade, manobras típicas no sistema elétrico podem ocasionar a parada de grandes unidades industriais automatizadas. Conseqüentemente, os tradicionais índices de continuidade de energia elétrica utilizados até hoje (DEC e FEC) não são eficientes para medir a qualidade da energia elétrica necessária aos consumidores, adiciona-se a isto, o fato de serem indicadores médios.

Na prática diz-se que um serviço de fornecimento de energia elétrica é de boa qualidade quando o mesmo garante, a custos viáveis, o perfeito funcionamento, com segurança e confiabilidade de equipamentos e processos, sem afetar o meio ambiente e o bem estar das pessoas.

A missão das concessionárias de energia elétrica de fornecer essa *commodity* dentro de padrões de qualidade aceitáveis só será plenamente cumprida com o esforço e o compromisso de todas as partes envolvidas no processo.

A qualidade de energia elétrica assume atualmente uma dimensão altamente estratégica frente às mudanças institucionais do setor elétrico e às posturas cada vez mais exigentes dos consumidores que, a cada dia, sentem a necessidade de sobreviver num ambiente de mercado crescentemente competitivo.

Verifica-se que os problemas relacionados com a qualidade de energia elétrica seriam amplamente reduzidos se os entendimentos entre os agentes envolvidos (concessionária/ consumidor) se dessem imediatamente na fase de especificação e projeto das instalações elétricas destes consumidores. Na realidade isto não se verifica, pois este relacionamento tem se baseado especificamente em exigências ou cobranças unilaterais de cada uma das partes, sem uma visão ampla de compromisso com o todo.

Deve-se buscar uma metodologia simples e eficaz de compensação ao consumidor pelo tempo que o mesmo ficar privado do fornecimento de energia elétrica.

Sendo assim, esta dissertação objetiva abordar, além de seu tema fundamental que consiste em uma proposta de um critério para compensação aos consumidores no caso de prestação de serviço inadequado, os seguintes aspectos: experiências internacionais quanto ao quesito de continuidade dos serviços e de compensação aos consumidores quando da prestação de serviço inadequado; histórico legal da continuidade dos serviços no Brasil; análise regulatória, onde se faz uma crítica e proposta de adequação ao atual regulamento relativo à continuidade da distribuição; análise econômica, fiscalizatória e jurídica do contexto atual da qualidade de energia elétrica, análise de correlação dos indicadores utilizando-se de dados reais e análise da correlação entre o nível de desempenho da concessionária e o nível tarifário.

CAPÍTULO 1

CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO E COMPENSAÇÃO AO CONSUMIDOR: EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS

Neste capítulo apresentam-se os indicadores de continuidade utilizados nos seguintes países: Argentina, Bolívia, Chile, Estados Unidos, França, Inglaterra e País de Gales e Noruega. A escolha dos critérios regulatórios adotados por esses países foi feita tendo como base que suas características tornam interessantes para análises, quais sejam:

- Argentina: a experiência desse país é particularmente interessante, porque atualmente possui uma regulamentação de qualidade complexa. A regulamentação considera continuidade, conformidade e atenção comercial.
- 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.
- 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 concessionárias distribuidoras baseado em custos padrões e concessionárias modelos.
- Estados Unidos: é uma proposta feita pela concessionária distribuidora de Nova Iorque que tem por objetivo o controle da continuidade e atenção comercial dos clientes.
- França: a particularidade do caso francês é que o serviço elétrico é um monopólio da empresa estatal Electricité de France - EDF, mas existe um contrato chamado "Contrato Emeraude" que regula as condições de suprimento para determinados clientes.
- 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.

– Noruega: é um caso particular, porque a reestruturação do setor elétrico não considerou a venda das concessionárias ao setor privado e porque qualquer cliente, até residencial, pode escolher o seu fornecedor.

1.1 O Caso da Argentina

A regulamentação do setor elétrico argentino está baseada na Lei nº 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 ênfase na qualidade dos serviços prestados.

Um aspecto particular do processo de reestruturação do setor elétrico argentino é o fato de que a exigência de um determinado nível de qualidade (especialmente a continuidade) foi incluído nas bases de licitação de cada distribuidora. 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 concessionárias.

A qualidade dos serviços exigida das distribuidoras é específica para cada concessionária e considera continuidade, conformidade e atenção comercial. Contudo, a qualidade dos serviços 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 qualidade 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

qualidade. Na etapa 1 (de 36 ou 48 meses, dependendo da concessionária) 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 excedam os limites estabelecidos para cada atributo da qualidade. O montante da multa é calculado segundo a energia e potência fornecida em condições de serviços deficiente e é em benefício dos clientes.

Para as distribuidoras de Buenos Aires, EDENOR, EDESUR, os limites estabelecidos para o controle da continuidade na etapa 1 são apresentados na Tabela seguinte. O período de controle é semestral, mas para efeitos de comparação inclui-se o valor anual (ENRE, 1994).

Tabela 1.1- Exigências de Continuidade para EDENOR e EDESUR - 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(vezes)	3,0	6,0	2,5	5,0	2,2	4,4
DET(horas)	12,0	24,0	9,7	19,4	7,8	15,6
FEP(vezes)	1,9	3,8	1,6	3,2	1,4	2,8
DEP(horas)	7,0	14,0	5,8	11,6	4,6	9,2

Onde:

FET e DET- frequência e duração de interrupção média por transformador;

FEP e DEP – frequência e duração de interrupção média por potência.

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 abaixo onde distingue-se entre pequenas (P), médias (M) e grandes (G) demandas em baixa tensão (ENRE,1994).

Tabela 1.2 - Exigências de Continuidade para EDENOR e EDESUR, 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

Verifica-se pela tabelas acima, que os padrões de continuidade exigidos são bem superiores àqueles estabelecidos atualmente no Brasil. Isto se deve, em grande parte, ao fato de que na Argentina, segundo a Resolução ENRE nº 527/96, não são consideradas na apuração dos indicadores de continuidade as seguintes interrupções: a) ações de terceiros: vandalismo, trabalhos em via pública, poda de árvores, incêndio; b) condições climáticas: ventos extremos (superiores a 130 Km/h), inundações, temperaturas extremas, descargas atmosféricas; c) outras condições: interrupção solicitada pelo cliente, desde que não afete outros clientes e defeitos em instalações subterrâneas.

No caso em que a concessionária distribuidora supera os limites estabelecidos nas tabelas acima 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,

$$ENS(kWh) = [DET_R - DET_L] \times PM \quad (1.1)$$

$$ENS(kWh) = [DEP_R - DEP_L] \times PM \quad (1.2)$$

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

$$ENS(kWh) = [FET_R - FET_L] \times \frac{DET_R}{FET_R} \times PM \quad (1.3)$$

$$ENS(kWh) = [FEP_R - FEP_L] \times \frac{DEP_R}{FEP_R} \times PM \quad (1.4)$$

O fator “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, respectivamente, aos valores efetivamente registrados e limites.

A ENS considerada para o cálculo da compensação por continuidade é o maior valor resultado ao apurar a ENS para cada atributo da continuidade (tempo e freqüência) ultrapassado (ENRE,1994).

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 deixou de utilizar pelas interrupções que afetaram sua unidade consumidora.

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

$$ENS(kWh) = \sum_{i=1}^n \frac{EA}{525.600} \times k_i \quad (1.5)$$

Nesta expressão, 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.

O valor da penalidade por continuidade é o resultado de valorizar a ENS ao valor correspondente à etapa, variando entre 1 e 2,7 US\$/kWh.

1.2 O Caso da Bolívia

A regulamentação da qualidade dos serviços na Bolívia é recente 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. O regulamento de qualidade da distribuição 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 atributos da continuidade do serviço em relação à frequência e duração das interrupções.

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 ocasionadas por vandalismo ou ações terroristas.

Para quantificar a continuidade em BT (Baixa Tensão) são usados índices globais DEC e FEC, enquanto em MT (Média Tensão) são usados índices individuais. Os limites fixados no regulamento para a última etapa com controle semestral são como mostrados na tabela seguinte. Para fins de comparação com outras regulamentações incluem-se valores anuais (SNEB, 1994).

Tabela 1.3 - Exigências de continuidade na Bolívia (Controle Semestral)

Nível de Tensão	Interrupções		Horas		Nº clientes	Observações
	Sem.	Anual	Sem.	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	FIC, DIC	
MT	7	14	14	28	FIC, DIC	

Caso sejam ultrapassados os limites da Tabela anterior, a distribuidora deve efetuar um pagamento ao cliente devido à energia não suprida (ENS). A 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, a ENS corresponde a 7 (sete) vezes o valor da energia no sistema interligado (Preço Básico de Energia). Para clientes atendidos 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 atendidos em MT e AT, onde o tempo e a frequência são registradas individualmente, a ENS é calculada segundo a fórmula abaixo:

$$ENS(kWh) = (T_C - T_{CA}) \times \frac{ETF}{(4380 - T_C)} \quad (1.6)$$

Onde T_C é a soma do tempo em horas que o cliente ficou sem suprimento, T_{CA} é o valor limite de duração das interrupções de acordo com a Tabela 1.3, 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 (SNEB,1994).

1.3 O Caso do Chile

A qualidade dos serviços atualmente é controlada pelo regulamento da lei geral de serviços elétricos que considera a qualidade uma característica inerente da atividade de distribuição (CNE, 1982). Entre 1982 e setembro de 1998, o Chile

não dispunha de uma regulamentação explícita da qualidade dos serviços e apenas existiam limites para a regulação de tensão em média e baixa tensão, embora exista desde 1982 a obrigatoriedade de realização de pesquisa de opinião anual, onde os consumidores avaliam a qualidade dos serviços recebida. Contudo, as concessionárias 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 qualidade dos serviços 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.

A regulamentação da qualidade tenta definir o conceito qualidade do serviço associado ao serviço público de distribuição. Tenta fazer explícita a qualidade dos serviços considerada na Lei e que obriga as concessionárias cumprirem as normas de segurança e padrões técnicos do suprimento. Considera a obrigatoriedade dos padrões de qualidade do fornecimento para todos os operadores da rede, incluindo 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 (CNE,1982).

A continuidade considera interrupções imprevistas e programadas maiores do que 3 (três) minutos e é controlada usando índices globais baseados em potência (FEP, DEP) e transformadores (FET, DET) e índices individuais de duração (DIC) e número de interrupções (FIC) por consumidor. As exigências de continuidade são diferentes para os distintos setores tarifários (áreas típicas) considerados na lei.

Na Tabela seguinte é apresentado um resumo das exigências em continuidade a que é quantificada através de alguns dos índices aplicados no Chile (CNE,1998).

Tabela 1.4 - Exigências de continuidade no Chile (transitórias)

Indicador		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
DIC (h/ano)	BT	20	20 – 30	Programadas e imprevistas
		12		Programadas cada 12 meses
		8		Programadas contínuas
	MT	10	10 – 15	Programadas e imprevistas
		8		Programadas cada 12 meses
		6 h		Programadas contínuas
FEC (vezes/ano)		Não é controlado		
FEP (vezes/ano)		3,5 - 5		Depende da área típica
Indicador		Geral	Rural	Observações
FET (interrupções/ano)		5 – 7		Depende da área típica
FIC (interrupções/ano)	BT	22	22 – 44	Programadas e imprevistas
	MT	14	14 – 26	Programadas e imprevistas

O regulamento utiliza multas econômicas como medidas de motivação, entretanto ainda está pendente a publicação do regulamento que estabelece o valor de multas pelo não cumprimento das exigências de qualidade dos serviços. Contudo, existe informação de 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 pelas perturbações ou interrupções de serviço elétrico.

É importante salientar que o regulamento procura um determinado valor de qualidade dos serviços objetivos, aplicando pena pecuniária às concessionárias cujo nível de qualidade esteja abaixo desse valor objetivo, entretanto não incentiva melhorias acima do nível de qualidade considerado obrigatório no regulamento.

Neste caso, as distribuidoras que já possuem o nível objetivo de qualidade, não são motivadas a continuar investindo neste aspecto.

1.4 O Caso dos Estados Unidos

A 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. Na verdade, 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 (HEYDT, 1991):

- 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 concessionária. Pontos positivos são incentivos e pontos negativos representam multas e compensações;
- a continuidade afeta a rentabilidade da concessionária através de pontuação em até $\pm 5\%$;
- são usados os índices SAIFI – System Average Interruption Frequency Index e CAIDI – Customer Average Interruption Duration Index para o controle da continuidade. A continuidade é discriminada por 12 áreas, dando, a cada uma, um valor limite e um valor objetivo;
- caso a área tenha 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 do valor objetivo implica ponto positivo.

Os valores estabelecidos como limites e os valores objetivos são mostrados na Tabela seguinte (HEYDT, 1991):

Tabela 1.5 - 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)

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

1.5 O Caso da França

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, há vários anos, no melhoramento da qualidade dos serviços, especialmente nas áreas rurais. Na procura de melhoras, a EDF tem implementado o contrato "EMERAUDE", que estabelece as condições de fornecimento aos clientes que adotam o contrato (COELHO, 1999).

O contrato "EMERAUDE" regulamenta atributos de continuidade e conformidade para unidades consumidoras atendidas em MT e AT. Os limites estabelecidos são fixados de acordo com recomendações e normas internacionais (principalmente normas IEC). A EDF obriga-se a efetuar o pagamento de uma indenização caso os níveis de qualidade dos serviços 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 igual ou 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 têm mudado, passando de ano em ano a valores mais exigentes (COELHO, 1999).

1.6 O Caso da Inglaterra e País de Gales

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 qualidade dos serviços nas 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 concessionárias eram de propriedade estatal. O objetivo das recomendações do P.2/5 é o de estabelecer níveis normais de segurança do suprimento em redes de transmissão e distribuição (CONTRERAS, 1996).

As P.2/5 foram incluídas nas licenças de operação das concessionárias 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 (semelhantes ao FEC e DEC no Brasil) ao regulador. O regulador publica os índices de continuidade das concessionárias gerando competição entre as distribuidoras (ranking).

Já os padrões de desempenho (*Standards of Performance*) foram introduzidos em 1991 e visam garantir um determinado nível de qualidade dos serviços. 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. Se a distribuidora não cumpre com os padrões garantidos, é obrigada a realizar o pagamento indicado na tabela 1.6 como indenização pelo serviço prestado em condições deficientes. Os valores garantidos para cada serviço têm sido estabelecidos realisticamente, mas também para exigir das concessionárias um desempenho competitivo (CONTRERAS, 1996).

Os padrões globais especificam o desempenho mínimo aceitável das distribuidoras em um período de 12 meses, conforme tabela seguinte (CONTRERAS, 1996):

Tabela 1.6 – Padrões Globais

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 cada 12h excedente
Aviso de interrupção	2 dias	20 residencial 40 não residencial
Pagamentos por padrões garantidos	O cliente deve ser avisado em até 10 dias úteis	20

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

De acordo com um estudo recente, a qualidade dos serviços na Inglaterra é considerada muito boa pela maioria dos usuários (CONTRERAS, 1996). 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.

1.7 O Caso da Noruega

A Noruega iniciou a processo de reestruturação do setor elétrico em 1991, mas as concessionárias 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 tempo, 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 concessionárias tinham obrigação de informar aos seus clientes sobre a continuidade e conformidade esperada na sua área de concessão (COELHO, 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. Essa nova regulamentação

tem motivado as concessionárias e clientes do setor a agirem da seguinte maneira:

- as concessionárias do setor elétrico têm adotado a norma européia EN50160 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 em televisão que procuram salientar a importância da qualidade do suprimento;
- tem-se criado um comitê formado por dois representantes dos clientes e dois representantes das concessionárias para resolver os litígios entre as partes, quando a qualidade do suprimento tem provocado prejuízos econômicos; e
- as concessionárias têm 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 proposta de regulamentação da qualidade dos serviços considera basicamente o controle da continuidade, sendo suas principais características as seguintes:

- somente são compensados os clientes afetados diretamente pela interrupção; e
- a compensação baseia-se na energia não suprida para as interrupções longas e na potência instalada para as interrupções menores que 3 (três) 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/kWh (1 USD/kWh) para a potência.

- o valor total das compensações não pode ser maior do que 2% do faturamento anual da concessionária;
- Um cliente não pode receber compensações maiores que 25% da fatura mensal; e
- as multas não são aplicadas nas situações em que ficar comprovado caso de 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 considerando as interrupções de curta duração e responsabilizando o proprietário da rede quando a interrupção tenha origem nessas instalações. Também são consideradas multas e compensações que discriminam as interrupções programadas das imprevistas (COELHO, 1999).

CAPÍTULO 2

HISTÓRICO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE NO BRASIL

O Código de Águas de 1934 foi o primeiro documento legal no país a mencionar que: “o serviço adequado é reconhecido como exigência fundamental, do ponto de vista das necessidades públicas”. Em 1957, o Decreto nº 41.019 estabelecia a necessidade das concessionárias se organizarem de forma a “assegurar um serviço técnico adequado e a continuidade e a eficiência dos fornecimentos” (TANURE, et al. , 1999).

Para regulamentar as condições técnicas e a qualidade do serviço de energia elétrica, o extinto DNAEE editou a Portaria nº 046, de 17/04/78, considerando imprescindível à conceituação de serviço adequado de energia elétrica, o estabelecimento de indicadores de continuidade do fornecimento de energia elétrica a serem observados pelas concessionárias de serviços públicos. Daí o surgimento dos índices relativos à continuidade de serviço, denominados DEC - (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, definidos na Portaria 046/78, e mais recentemente na Resolução ANEEL nº 024, de 27 de janeiro de 2000.

Na apuração dos índices DEC e FEC são computadas todas as interrupções ocorridas em qualquer parte do sistema elétrico, independente de sua natureza – programadas, acidentais, manobras, etc. Entretanto não são consideradas as interrupções com duração inferior a três minutos, ou aquelas causadas por falha nas instalações do próprio consumidor, desde que não afetem outros consumidores, ou por racionamento de energia elétrica determinado de acordo com a Lei.

Os padrões técnicos e de atendimento ao consumidor, estabelecidos como referenciais para a qualidade dos serviços de energia elétrica, ficaram incompatíveis com o processo de reestruturação do setor elétrico, com as

novas exigências dos próprios consumidores e, com o avanço tecnológico dos equipamentos e dos processos de produção.

A Portaria DNAEE nº 046/78, que tratava da continuidade dos serviços, foi elaborada para uma realidade de 25 anos atrás, tornando os valores limites para DEC e FEC não representativos para o contexto atual do setor elétrico.

Os limites definidos para DEC e FEC na referida Portaria eram incomparáveis àqueles praticados em sistemas similares da Europa, Canadá ou Japão. Além do mais, as concessionárias de energia não utilizavam a mesma metodologia de apuração desses indicadores, tornando-se difícil comparar o desempenho das mesmas.

A Portaria nº 046/78 pelos fatos citados acima foi objeto de revisão por meio da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição da ANEEL, com o apoio de consultores da Universidade de São Paulo – USP.

Em 1992, com o impulso dado pelo Programa Brasileiro de Qualidade e Produtividade, o DNAEE iniciou um estudo cujo objetivo era realizar um levantamento sobre a qualidade de energia elétrica. Por intermédio da Portaria DNAEE nº 293/92, instituiu-se um grupo de trabalho com o objetivo de realizar uma revisão dos indicadores DEC e FEC. Ao se concluir esse estudo, percebeu-se que apenas tais indicadores não seriam suficientes e que seriam necessários outros instrumentos para poder tratar melhor a questão (HASSIN, et al. , 1999)

Desta forma, emitiu-se uma nova Portaria, de número 163/93, criando especificamente um Grupo de Trabalho com o objetivo de ampliar o escopo do estudo para a busca de outros indicadores que pudessem refletir melhor as expectativas da sociedade quanto à qualidade de energia elétrica.

Pesquisou-se, então, novos atributos de qualidade e estabeleceu-se que 04 (quatro) atributos deveriam ser considerados: disponibilidade, conformidade,

restaurabilidade e flexibilidade. A disponibilidade indica o quanto a energia está disponível para o consumidor. A conformidade se relaciona à forma de onda de tensão. A restaurabilidade e flexibilidade são atributos que dizem respeito à rede de distribuição, sendo a restaurabilidade a capacidade associada ao sistema elétrico de restaurar rapidamente o fornecimento de energia elétrica, minimizando o tempo de interrupção, e a flexibilidade representa a capacidade que o sistema elétrico tem de assimilar mudanças em sua estrutura ou configuração (HASSIN, et al, 1999).

A qualidade do fornecimento aos consumidores, sob a ótica dos trabalhos desenvolvidos, visou somente os fenômenos de longa duração: sobretensão, subtensão, desequilíbrio de tensão e interrupção do fornecimento. As distorções harmônicas, cintilação (flicker), desequilíbrio de tensão, nível de interferência de comunicação e ruído não foram objeto de estudo.

O Grupo de trabalho criado pela Portaria DNAEE nº 163/93, apresentou, na época, por meio de um Relatório Técnico, um elenco de indicadores de qualidade, os quais, entretanto, careciam de uma abordagem sobre procedimentos de coleta, operação e tratamento dos dados, razão pela qual foi prevista uma forma de implantação em três fases para consubstanciar o modelo: uma fase experimental (1997), uma fase precária (1998/1999) e a implantação legal a partir do ano 2000 (THOMAS, et al. , 1998).

Devido ao rápido processo de reestruturação ocorrido com o Setor Elétrico Brasileiro, quando as privatizações na época já atingiam mais de 70% do mercado de distribuição, ficaram incompatíveis os prazos de implantação previstos pelo Grupo de Trabalho instituído pela Portaria DNAEE nº 163/93 (THOMAS, et al., 1998).

Dessa forma, a ANEEL, sucessora legal do DNAEE, para suprir de forma imediata esta lacuna, aproveitou o ensejo dos novos contratos de concessão para aperfeiçoar, de forma paulatina e diferenciada, de concessionária para

concessionária, o arcabouço legal da qualidade, impondo maior rigor nos padrões técnicos e de atendimento ao consumidor.

A seguir, apresenta-se um resumo dos indicadores de continuidade de energia elétrica propostos pelo Grupo de Trabalho da Portaria DNAEE nº 163/93 (ANEEL, 1998):

DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor.

➤ Exprime o espaço de tempo que, em média, cada consumidor do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n (C_i \times t_i)}{C_c} \quad (2.1)$$

DIC – Duração de Interrupção por Consumidor.

➤ Exprime o espaço de tempo que o consumidor, individualmente considerado, ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.

$$DIC = \sum_{i=1}^n t_i \quad (2.2)$$

FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor.

➤ Representa o número de interrupções que, em média, cada consumidor do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^n C_i}{C_c} \quad (2.3)$$

FIC – Freqüência de Interrupção por Consumidor.

➤ Representa o número de interrupções que o consumidor, individualmente considerado, ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.

$$FIC = n \quad (2.4)$$

DEP - Duração Equivalente de Interrupção por Potência.

➤ Exprime o espaço de tempo que, em média, a potência do conjunto considerado ficou privado do fornecimento de energia elétrica, no período de observação.

$$DEP = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i \times t_i)}{P_c} \quad (2.5)$$

FEP - Freqüência Equivalente de Interrupção por Potência.

➤ Representa o número de interrupção que, em média, a potência do conjunto considerado sofreu, no período de observação.

$$FEP = \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{P_c} \quad (2.6)$$

ICD/ILD - Número de Interrupções de Curta e Longa Duração.

➤ Contabiliza o número de interrupções por intervalo de tempo definido, refletindo a percepção do consumidor.

INTER- RUPÇÕES	INTERVALO					TOTAL
	ICD	ILD				
	0 a 1min	1min a 1h	1h a 2h	...	≥8h	
	---o	---o	---o		---o	
Quantidade						

Figura 2.1. Representação da coleta de dados de ICD/ILD

onde:

- n = número de interrupções de longa duração, ocorridas no período de observação, consideradas nos intervalos maiores ou iguais a 1 (um) minuto, exceto as decorrentes de racionamento de energia elétrica, determinado de acordo com a lê e de consumidor isolado.
- l = contador do número de interrupções, variando de 1 a n
- C_i = número de unidades consumidoras do conjunto considerado, atingidas na interrupção i
- t_i = tempo de duração da interrupção i [horas]
- C_c = número de unidades consumidoras do conjunto considerado
- P_i = potência instalada do conjunto considerado, atingida na interrupção i
- P_c = potência total instalada no conjunto considerado [kVA]
- ICD = interrupções de curta duração, consideradas no intervalo menor do que 1 (um) minuto
- ILD = interrupções de longa duração, consideradas nos intervalos maiores ou iguais a 1 (um) minuto

$t \rightarrow t_1$

|---o = intervalo maior ou igual a t e menor do que t_1 .

Os estudos e pesquisas efetuados pelo Grupo de Trabalho, criado pela Portaria DNAEE nº 163/93, de certa forma avançaram ao proporem outros indicadores como DEP, FEP, ICD e ILD, porém alguns deles se prestavam mais a identificar a origem das interrupções, sendo indicadores, assim como o DEC e FEC, de caráter gerencial. A mesma, também, não incorporou nenhum indicador para apurar o tempo máximo de restabelecimento da energia quando

um consumidor genérico é desligado fortuitamente, que é um aspecto de suma importância na ótica do consumidor (HASSIN, et al. , 1999).

2.1 Indicadores de Continuidade dos Contratos de Concessão das Concessionárias Distribuidoras do Estado de São Paulo

A Secretaria de Estado de Energia de São Paulo, com a anuência do extinto DNAEE e posteriormente da ANEEL, desenvolveu um projeto que aborda a qualidade sob os enfoques do produto, do serviço e do atendimento comercial, além de considerar indicadores individuais e coletivos. Tal projeto foi implantado nos contratos das concessionárias distribuidoras de energia elétrica do Estado, que além de aperfeiçoar o modelo de qualidade regional, apresentou uma série de indicadores com padrões técnicos de atendimento aos consumidores mais rígidos aos até então estabelecidos, com previsão de aplicação de penalidades por violações de padrões de qualidade coletivos e individuais. A efetivação do referido projeto foi levada a efeito em 3 (três) etapas de implementação (adaptação, transição e maturidade), tendo se iniciado em 1998 e devendo se estender até 2002. O período de adaptação iniciou-se quando da assinatura do contrato até 31/12/98, o período de transição de 01/01/1999 a 31/12/2001 e de maturidade de 01/01/2002 em diante.

O Programa de Qualidade do Estado de São Paulo aprimorou o acompanhamento dos padrões e introduziu penalidades objetivas como um grande incentivo em busca da qualidade reformulando o próprio conceito de qualidade ao introduzir quatro dimensões que avaliaram a qualidade do fornecimento de energia elétrica:

1) qualidade intrínseca: avaliação da qualidade do produto e de serviço, por meio do controle da garantia da continuidade do fornecimento; manutenção dos níveis de tensão adequados; controle da deformação de onda de tensão e freqüência fundamental da rede;

2) qualidade de atendimento: há duas modalidades de atendimento que estão sendo consideradas para garantir a qualidade: a) o atendimento comercial, que trata das relações cliente-fornecedor e, b) o atendimento em situações de emergência, que abrange as reclamações de consumidores provocadas por ocorrências na rede elétrica;

3) segurança: relativa a ocorrência de acidentes com pessoal interno e externo às concessionárias; e

4) satisfação dos consumidores.

O Projeto de Qualidade desenvolvido encontra-se inserido nos 14 (quatorze) contratos de concessão das concessionárias de energia elétrica do Estado de São Paulo.

A seguir apresenta-se um resumo da relação dos indicadores técnicos utilizados:

Tabela 2.1 – Indicadores Técnicos dos Contratos de Concessão das Concessionárias de Distribuição do Estado de São Paulo

Indicadores	Período de Transição		Período de Maturidade	
	Abrangência	Apuração	Abrangência	Apuração
DEC	Interrup.> 1 min Concessionária e conjunto	Mensal/trimestral/ Anual	Interrup.> 1 min Concessionária/conjuncto/famílias	Mensal/trimestral/ Anual
FEC	Interrup.> 1 min Concessionária e conjunto	Mensal/trimestral/ Anual	Interrup.> 1 min Concessionária/conjuncto/ famílias	Mensal/trimestral/ Anual
FMA – Frequência Média de Atendimento	Por concessionária e famílias	Mensal/anual	Por concessionária e famílias	Mensal/anual
TMA – Tempo Médio de Atendimento	Por concessionária e famílias	Mensal/anual	Por concessionária e famílias	Mensal/anual
TX% - Tempo X% de Atendimento	X = 90 Por concessionária e famílias	Mensal/anual	X = 90 Por concessionária e famílias	Mensal/anual
TAI – Tempo de Atendimento Individual	Individual	Reclamação ou Auditoria	Individual	Reclamação ou Auditoria
DIC	Individual	Reclamação ou Auditoria	Individual	Reclamação ou Auditoria
FIC	Individual	Reclamação ou Auditoria	Individual	Reclamação ou Auditoria

O indicador FMA trata-se do quociente entre o número total de atendimento de ocorrências registradas e a quantidade de unidades consumidoras servidas em um universo de apuração. Para apurações referentes a unidades consumidoras em tensão de distribuição este quociente deve ser multiplicado por 10.000.

O indicador TMA trata-se do quociente entre a somatória dos tempos transcorridos desde o recebimento da reclamação até o restabelecimento do fornecimento ou término do atendimento nos casos onde não houve interrupção de fornecimento, e o número de ocorrências no período de apuração.

O indicador TX% é calculado ordenando os tempos de atendimento segundo tempos de atendimento crescentes sendo adotado o valor inicial de 80% na etapa de transição e de 90% na etapa de maturidade. TX% é o maior tempo de atendimento das primeiras X% ocorrências deste universo de apuração.

O indicador TAI trata-se do maior dos tempos de atendimento das ocorrências para um mesmo consumidor, no período de apuração, transcorridos desde o recebimento das suas reclamações até o restabelecimento dos fornecimentos ou término dos atendimentos nos casos onde não houve interrupção de fornecimento.

O critério de abrangência dos indicadores por famílias corresponde no agrupamento de redes elementares com características similares. Rede alimentar consiste de um alimentador primário com seus respectivos transformadores de distribuição e circuitos de baixa tensão, no caso de todos os seus consumidores pertencerem à área urbana ou área rural. No caso de um mesmo alimentador atender consumidores rurais e urbanos, o alimentador deverá ser subdividido em uma parcela urbana e outra rural, sendo que cada uma constituirá uma rede elementar (ANEEL,1997).

A formação da família de redes, conforme determinada nos contratos de concessão, deve ser elaborada pela concessionária e submetida ao órgão regulador para aprovação. Após sua aprovação, a concessionária deve apurar os indicadores para cada família constituída, tanto para acompanhamento como para formação de base histórica e estabelecimento de padrões.

Para a caracterização das famílias de rede são utilizados atributos das redes elementares, quais sejam: número de unidades consumidoras, tipo de atendimento (rural ou urbano), consumo predominante (residencial, comercial, industrial, rural), densidade linear de carga (baixa: até 100 kVA/km; média: entre 100 kVA/km e 500 kVA/km e alta: maior que 500 kVA/km) (ANEEL,1997)

2.2 Indicadores de outros Contratos de Concessão

Os seguintes indicadores foram introduzidos em cerca de 33 contratos de concessão assinados diretamente com a ANEEL:

Tabela 2.2 – Indicadores Técnicos de Contratos de Concessão

Indicador	Abrangência	Apuração
DEC	Concessionária/grupo de concessão/conjunto	Mensal/trimestral/anual
FEC	Concessionária/grupo de concessão/conjunto	Mensal/trimestral/anual
DIC	Individual	Mensal
FIC	Individual	Mensal
TMA	Concessionária/grupo de concessão/conjunto	Mensal/trimestral/anual

No caso específico das concessionárias distribuidoras RGE e AES-SUL oriundas da cisão da Companhia Estadual de Energia Elétrica do Rio Grande do Sul – CEEE, os seguintes indicadores relativos à continuidade dos serviços fazem parte do contrato de concessão (ANEEL, 1997):

Tabela 2.3 - Indicadores de Qualidade dos Serviços e Produtos

Indicadores	UNIDADE	PADRÃOANUAL
E.I.(G)	kWh/ milhão kWh	3000
T.A.C. _(urb)	h:min	1:10
T.A.C. _(rur)	h:min	2:30

Onde:

EI (G) - ENERGIA INTERROMPIDA GLOBAL POR MILHÃO DA FORNECIDA

$$EI(G) = \frac{\text{Energia Interrompida no período (kWh)} \times 10^6}{\text{Energia Entregue (kWh)} + \text{Energia Interrompida no Período (kWh)}} \quad (2.7)$$

TAC - TEMPO MÉDIO DE ATENDIMENTO AOS CONSUMIDORES QUANDO DE FALHA

$$TAC = \frac{1}{n} \left[\sum_{i=1}^n t_i \right] \quad (2.8)$$

n - número de interrupções de energia elétrica;

t_i - tempo decorrido entre a reclamação e o restabelecimento do i-ésimo consumidores. Indicador desdobrado em TAC urbano e TAC rural.

São tolerados desvios nos resultados dos indicadores desde que as expressões abaixo sejam atendidas:

$$d_i \times p_i \geq 0; \quad d_i = \left[1 - \left(\frac{l_i}{L_i} \right)^k \right] \times 100 \quad (2.9)$$

Sendo:

l_i - Desempenho verificado no i-ésimo indicador

L_i - Valor limite admitido para o i-ésimo indicador

d_i - Desvio entre o valor obtido e balizado do i-ésimo indicador

k= 1 para indicador decrescente

k= -1 para indicador crescente

- 1) d_i x p_i ≥ -100; para qualquer indicador i, exceto universalização dos serviços.
d_i x p_i ≥ -10; para indicadores de universalização dos serviços.

- 2) Valores de p_i:

Indicador	TAC _{ur}	TAC _r	EIG
Peso	8	5	10

CAPÍTULO 3

REGULAMENTAÇÃO DA CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO NO BRASIL

3.1 Análise Crítica e Sugestões de Aperfeiçoamento

Para aferir a continuidade dos serviços prestados pelas concessionárias de energia elétrica aos seus consumidores devem ser adotados índices que se baseiam nas interrupções ocorridas nos sistemas de distribuição.

O efeito das interrupções aos consumidores é medido principalmente pela frequência e duração das ocorrências. (CODI, 1991).

Quanto à duração, oportuno se faz observar que dois pontos devem ser considerados, quais sejam:

1) duração de cada interrupção: caracteriza o tempo no qual a concessionária aloca seus recursos e facilidades para recuperar o sistema de fornecimento e minimizar a interrupção ocorrida nos consumidores; e

2) duração total das interrupções: caracteriza o tempo total que os consumidores foram afetados pelas interrupções ocorridas no sistema de distribuição durante um período de tempo considerado. Esse efeito envolve a frequência e a duração de cada interrupção, trata-se pois de um efeito totalizador.

Os índices duração e frequência, mencionados anteriormente, devem ser avaliados segundo dois aspectos fundamentais, isto é:

a) Sob o Ponto de Vista do Consumidor:

A preocupação da concessionária está no consumidor, independente de sua parcela de contribuição no faturamento global da concessionária. Dentro desse

enfoque os consumidores não têm diferenciação para a concessionária e são tratados de forma idêntica na prestação do serviço.

b) Sob o Ponto de Vista do Sistema:

A preocupação da concessionária está centrada no seu faturamento e nos consumidores eletrointensivos ou que utilizam a eletricidade como insumo básico no seu processo produtivo. Nessa consideração a concessionária pode avaliar com maior grau de precisão o envolvimento econômico de uma interrupção, tanto para o seu próprio faturamento quanto ao prejuízo causado aos seus consumidores.

Ambos enfoques devem ser apurados, permitindo que as concessionárias possam avaliar as suas informações para tomar decisões, mantendo seu equilíbrio sócio-econômico na prestação do serviço aos seus consumidores. A percepção normal em relação à qualidade tende a ser objetiva quando se refere a produtos, mas, quando se trata da prestação de serviços, reveste-se, em geral, de subjetivismo e adjetivação. Neste setor, principalmente, é fundamental a fixação e o acompanhamento de indicadores precisos, associados também aos processos e atividades de suporte componentes do serviço em todas as suas etapas intermediárias, paralelas, simultâneas ou complementares. O indicador deve ter em conta especialmente a perspectiva do cliente, em muitos casos, parte diretamente integrante do sistema de prestação do serviço.

Definir indicadores de mensuração da qualidade é, portanto, basicamente, viabilizar a própria noção da qualidade, possibilitando o seu gerenciamento de forma concreta, sistematizada e científica: SEM INDICADORES NÃO HÁ GESTÃO E, SEM GESTÃO, NÃO HÁ QUALIDADE (MEFP/IPEA, 1991).

É essencial na geração de um indicador de qualidade de um produto ou serviço, no caso particular, energia elétrica, levar em consideração como o cliente percebe o serviço que lhe está sendo prestado ou produto que lhe está sendo fornecido. A capacidade de proporcionar satisfação às necessidades do

cliente é o principal fator a ser considerado na geração dos indicadores técnicos de qualidade.

a) Requisitos do Indicador:

A eficiência do indicador da qualidade pode ser avaliada pelo grau em que atenda aos seguintes requisitos, considerada a situação específica a que for aplicado:

- *seletividade*: capta os aspectos, etapas e resultados essenciais ou críticos do serviço, como os de grande interface com o público usuário, consumidor ou cliente;
- *simplicidade e baixo custo de obtenção*: facilidade de compreensão e aplicação, inclusive pelos executores diretos, gerado preferencialmente a custo baixo, por meio da utilização de relações percentuais simples, média aritmética ou números absolutos etc.;
- *cobertura*: suficiente representativo, inclusive em termos estatísticos, do processo, organização, área, etc., a que se refere, optando por aqueles grandes ou representativos de situação ou contexto gerais e, sempre que possível, estendendo o alcance do monitoramento para cobrir maior número de situações;
- *estabilidade*: permanência ao longo do tempo, e geração com base em procedimentos rotinizados e incorporados às atividades do setor responsável;
- *rastreabilidade*: o registro e adequada manutenção dos dados, informações utilizadas e memórias de cálculo, inclusive, também, os servidores envolvidos são essenciais à pesquisa dos fatores que afetam a qualidade, podendo ser os referidos dados armazenados em microfilme, meio eletromagnético, arquivo de fichas e relatórios.

b) Padrões e Metas:

O padrão, essencialmente um referencial para comparação, é conceitualmente associado ao indicador. Tal como o indicador, o padrão pode ser adotado seguindo uma hierarquização dentro da característica de cada concessionária. Pode ser simples, geral ou setorial; o padrão deve ser diferenciado regionalmente, quando necessário.

A meta é um objetivo da qualidade ou produtividade a ser atingido dentro de um período de tempo. Deve ser fixada levando-se em conta as necessidades e a disponibilidade de recursos (MEFP/IPEA, 1991).

A análise da relação entre indicador, padrão e meta, é um instrumento de gestão da qualidade, na medida em que:

- a) o padrão é o valor tido como satisfatório arbitrado/convencionado para o indicador pelo Órgão Regulador;
- b) a meta, um valor pretendido de melhoria em relação ao padrão, coincidindo ou não com este, é objetivo a ser alcançado em tempo definido; e
- c) a apuração periódica do valor real do indicador permite visualizar a qualidade alcançada no período considerado em relação à meta e ao padrão, possibilitando uma avaliação do desempenho obtido.

Na formulação dos indicadores técnicos de qualidade da distribuição de energia elétrica, esses indicadores devem seguir no mínimo os seguintes critérios:

- baseado em requisitos dos clientes;
- importância para a atividade;
- quantificável;
- simplicidade e clareza;
- específicos;

- facilidade para medição;
- rapidez na disponibilidade; e
- facilidade de ser comparável.

A ANEEL editou a Resolução nº 024, de 27/01/2000, em substituição à Portaria DNAEE nº 046/78, criando novos indicadores para aferição da continuidade, para os quais estabeleceu padrões e metas a serem cumpridos pelas concessionárias, estabelecendo penalidades no caso de descumprimento dos padrões, além de várias outras obrigações.

Apesar de tratar-se de uma evolução considerável em relação à regulamentação anterior, que não estipulava penalidades a favor do consumidor e para a concessionária que violasse seus padrões, observa-se que a mesma carece de maiores garantias de proteção ao consumidor, como poderá ser visto com maiores detalhes nesse capítulo da dissertação.

Inicialmente, antes de se fazer uma análise da regulamentação atual sobre continuidade, deve-se discutir a definição da própria continuidade, ou de sua antítese – a interrupção do serviço de distribuição de energia elétrica. A definição da “interrupção” torna-se importante para caracterizar a situação ou estado de não fornecimento da energia elétrica.

A caracterização de uma interrupção depende de duas variáveis : A magnitude da tensão durante o fenômeno, e a duração do mesmo. Como se trata de uma redução de tensão para um nível muito baixo, tem-se considerado que a tensão é tão insuficiente que equivale a um total desatendimento do consumidor e, assim, pode-se arbitrar como sendo uma separação da fonte alimentadora e, portanto, uma interrupção no fornecimento. Este nível mínimo de tensão é considerado de 10%, conforme a norma americana ou 1%, conforme a norma européia.

Segundo a norma americana :

- Uma interrupção temporária de curta duração é caracterizada como sendo um fenômeno que ocorre com duração típica entre 3 segundos e 1 minuto, e quando a magnitude da tensão é menor que 0.1 pu;

- Uma interrupção sustentada ocorre quando a magnitude da tensão cai para 0.0 pu, durante um período de tempo superior a 1 minuto. Este tipo de evento costuma ser de natureza permanente e necessita de intervenção manual para o restabelecimento das condições operativas normais.

Os diversos tipos de fenômenos relacionados às perturbações eletromagnéticas estão caracterizados conforme a tabela a seguir (IEEE, 1995):

Tabela 3.1 - Classificação de fenômenos, segundo a norma IEEE 1159/1995

CATEGORIA	ESPECTRO TÍPICO	DURAÇÃO TÍPICA	MAGNITUDE TÍPICA TENSÃO (PU)
1. Transitórios			
. Tipo Impulsivo			
Nanosegundos	Frente de 5 ns	< 50 ns	
Microsegundos	Frente de 1 μ s	50 ns - 1 ms	
Milisegundos	Frente de 0.1 ms	> 1 ms	
. Tipo Oscilatório			
Baixa Freqüência	< 5 kHz	0.3 - 50 ms	0 - 4 pu
Média Freqüência	5 - 500 kHz	20 μ s	0 - 8 pu
Alta Freqüência	0.5 - 5 MHz	5 μ s	0 - 4 pu
2. Variações de Curta Duração			
. Instantâneas			
"Sags" ou Depressões		0.5 - 30 ciclos	0.1 - 0.9 pu
"Swells" ou Saliências		0.5 - 30 ciclos	1.1 - 1.8 pu
. Momentâneas			
Interrupções		0.5 ciclos - 3 s	< 0.1 pu
Depressões		30 ciclos - 3 s	0.1 - 0.9 pu
Elevações		30 ciclos - 3 s	1.1 - 1.4 pu
. Temporárias			
Interrupções		3 s - 1 min	< 0.1 pu
Depressões		3 s - 1 min	0.1 - 0.9 pu
Elevações		3 s - 1 min	1.1 - 1.2 pu
3. Variações de Longa Duração			
. Interrupções Sustentadas		> 1 min	0.0 pu
. Subtensões		> 1 min	0.8 - 0.9 pu
. Sobretensões		> 1 min	1.1 - 1.2 pu

Segundo a norma européia, uma interrupção no fornecimento é definida como sendo uma condição na qual a tensão nos terminais de fornecimento é menor que 1% da tensão contratada. Uma interrupção pode ser classificada como:

- *Programada*: quando os consumidores são informados com antecedência, para execução de serviços de manutenção no sistema de distribuição; ou

- *Acidental*: causada por faltas permanentes ou temporárias, a maioria relativa a eventos externos, falha de equipamentos ou interferências. Elas são classificadas como sendo de longa duração (duração maior que 3 minutos), causada por uma falha permanente; e curta duração (até 3 minutos), causada por uma falta transitória.

A Resolução ANEEL nº 024/2000, que trata de fenômenos em regime permanente, conceitua interrupção como sendo a descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora. Porém, essa definição torna-se restrita quando se analisa os efeitos causados nas tensões secundárias pela falta de fase no lado primário de um transformador, conforme pode ser visto na simulação realizada pela área de fiscalização da ANEEL no Laboratório de Conversão Eletromecânica de Energia do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília - UnB

SIMULAÇÃO DE FALTA DE FASE NO PRIMÁRIO DE TRANSFORMADOR CONECTADO EM DELTA – ESTRELA (D - U):

a) *Procedimentos*: Montou-se um banco de transformadores com a configuração $\Delta - Y$, onde cada unidade monofásica possuía os valores nominais de 24 VA, 110/12 (V). Assim o banco trifásico ficou com as seguintes características: 72 VA, 110 Δ / 20,8 – 12 Y (V)

Aplicaram-se tensões trifásicas de 110 V no primário e foram medidas as tensões no lado secundário do transformador, para as seguintes condições de carga: em vazio, com carga trifásica equilibrada e com duas condições de

cargas trifásicas desequilibradas. Simulou-se a falta de cada uma das fases do circuito primário e mediram-se as tensões de fase nas três fases do circuito secundário do transformador, cujos valores estão mostrados no quadro seguinte:

Condições de Carga	Va(V)	Vb(V)	Vc(V)
1) Em Vazio	12,48	11,98	11,97
2) Com carga trifásica equilibrada de 14,3 Ω	11,45	11,08	11,15
Falta da fase A	5,42	5,56	10,99
Falta da fase B	11,5	5,63	5,89
Falta da fase C	5,32	11,01	5,68
3) Com carga trifásica desequilibrada (39,6-49-60 Ω)	12,41	11,76	11,75
Falta da fase A	5,96	5,76	11,73
Falta da fase B	12,35	6,41	5,93
Falta da fase C	6,18	11,65	5,51
4) Com carga trifásica desequilibrada (16,1-36-60 Ω)	12,38	11,91	11,88
Falta da fase A	6,79	5,24	11,86
Falta da fase B	12,32	6,95	5,43
Falta da fase C	7,67	11,86	4,59

b) *Conclusões:* Das simulações realizadas pode-se concluir que para transformadores ligados em $\Delta - Y$, que constitui a ligação usual dos transformadores de distribuição das concessionárias, quando falta uma fase no circuito primário, em uma das fases do circuito secundário o módulo da tensão de fase praticamente não se altera e nas demais fases as tensões assumem valores em torno da metade do valor nominal.

Dessa forma, quando da falta de uma fase no primário deveria ser considerada interrupção integral de energia à unidade consumidora, principalmente àquelas unidades consumidoras trifásicas, devido ao fato do consumidor não conseguir “ligar” alguns equipamentos elétricos com os níveis de tensão baixos, ou seja, com baixa qualidade do produto. Porém, com a terminologia utilizada na definição de interrupção na Resolução 024, tal fato não pode ser considerado, pois descontinuidade da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora significa tensão de 0 (pu).

A Resolução nº 024 mantém os indicadores de conjunto DEC e FEC, e cria outros três indicadores individuais: de duração e de frequência de interrupção individuais (DIC e FIC, respectivamente) e de duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora (DMIC).

A ANEEL, objetivando manter ou melhorar a continuidade da distribuição da energia elétrica ao consumidor, definiu para cada conjunto de unidade consumidora pertencente à área de concessão de cada concessionária, os padrões anuais, trimestrais e mensais de continuidade, relativos aos indicadores DEC e FEC.

Essas metas de continuidade que passaram a vigorar a partir de janeiro de 2001 serão objeto de renegociação a cada ciclo correspondente da revisão periódica das tarifas de energia elétrica, que em média é de quatro em quatro anos, sendo que cada concessionária foi submetida a uma Resolução específica abordando as metas a serem cumpridas.

Os indicadores de continuidade atualmente definidos, como DEC e FEC, não refletem totalmente às necessidades dos consumidores, tornando-se, dessa forma, não representativos sob a ótica dos mesmos. Caracterizam-se como indicadores de natureza gerencial, voltados mais para o aspecto de orientação do planejamento e tomada de decisões internas da própria concessionária.

Os indicadores DEC e FEC, além de possuírem o grande inconveniente de não terem sido apurados de forma uniforme por todas as concessionárias ao longo desses 25 (vinte e cinco) anos de implantação, principalmente pelo fato de não ter havido nenhuma penalidade associada a seu descumprimento, são indicadores equivalentes, ou seja, representam os valores médios de duração e interrupção de energia elétrica que um determinado consumidor pertencente a um conjunto geoeletrico apresenta em um período de observação.

Além disso, a base histórica dos dados de DEC e FEC, hoje disponível no setor elétrico, pode ser considerada de pouca confiabilidade, principalmente devido

ao fato do critério de apuração e coleta dos dados primários não ter sido uniforme ao longo dos anos. Desta forma, a formação de padrões de qualidade utilizando-se dessas informações com baixa confiabilidade, conforme foram estabelecidos nos contratos de concessão, podem gerar distorções de padrões, não representando a verdadeira qualidade que deveria ser prestada aos consumidores.

Considerando que a partir de janeiro de 2005 todos os consumidores deverão receber na fatura de energia as informações sobre o padrão e o valor apurado dos indicadores individuais DIC, FIC e DMIC de suas respectivas unidades consumidoras, com o pagamento compulsório de compensação no caso de transgressão dos padrões estabelecidos, sugere-se que os indicadores DEC e FEC não sejam mais controlados diretamente pelo órgão regulador.

Os indicadores DEC e FEC deveriam ser utilizados nas concessionárias, para controle gerencial de seus investimentos técnicos e somente enviados ao órgão regulador, quando de sua solicitação. Os dados relativos de DEC e FEC, de uma determinada concessionária, quando solicitados e enviados ao órgão regulador, poderiam servir de indicativo para a fiscalização atuar em uma determinada área com atendimento crítico ou servirem de referência para o estabelecimento do *ranking* das concessionárias.

A adoção dos indicadores DEC e FEC em contratos de concessão e em resoluções específicas, associados a penalidades pelo descumprimento dos respectivos padrões sem antes se ter exigido das concessionárias uma certificação do processo de apuração dos mesmos, vem em muitos casos exigindo-se por parte dos órgãos reguladores a elaboração de Termos de Ajustamento de Conduta, que são instrumentos lavrados diretamente com os agentes regulados, visando a suspensão das sanções punitivas previstas na Resolução nº 318/98 para aqueles conjuntos que violaram seus padrões. O que vem sendo justificado pelas concessionárias e reconhecido pelas agências reguladoras é de que o histórico existente dos indicadores DEC e FEC que foram utilizados para balizar as metas a serem cumpridas não representavam a

realidade do sistema e os dados eram de baixíssima confiabilidade. Com a melhoria do processo de apuração, informatizando-se todo o processo, desde o conhecimento da ocorrência ao cálculo final do indicador, inclusive com a certificação do mesmo, por meio de organismos reconhecidos, os valores reais desses indicadores foram significativamente aumentados em termos absolutos, uma vez que a precisão foi aperfeiçoada, fazendo com que as metas de continuidade estabelecidas, em muitos casos, não possam ser cumpridas.

Os padrões dos indicadores de continuidade individuais DIC e FIC deveriam ser exclusivamente com base mensal, determinando-se para alguns meses do ano padrões diferenciados devido aos aspectos relativos às sazonalidades específicas de cada área de concessão. Por outro lado, considerando-se que as compensações devidas aos consumidores no caso de violação dos padrões são diretamente proporcionais à fatura de energia paga pelo consumidor, que por sua vez é mensal, não se justifica o estabelecimento de padrões trimestrais e anuais. A adoção deste critério, evitaria, também, os cálculos que têm que serem realizados pelas concessionárias e auditoria dos órgãos reguladores quando de violações trimestrais ou anuais, onde devem ser descontados proporcionalmente das compensações trimestrais e/ou anuais os valores mensais já pagos aos consumidores.

Os atuais conjuntos de unidades consumidoras definidos para cada concessionária não estabelecem um critério único de formação, existindo muitos casos em que um conjunto é formado por partes geográficas de diversos municípios contíguos ou até mesmo formados por diversos municípios agrupados. A não existência de um critério único de formação dos conjuntos dificulta o acompanhamento por parte da fiscalização e a definição geográfica de determinado consumidor na área de concessão da empresa.

Dessa forma, os conjuntos de unidades consumidoras deveriam ser definidos por município, criando-se subconjuntos que seriam associados a bairros e regiões características de cada município, permitindo, dessa forma, uma maior

visualização geográfica e a perfeita identificação do consumidor quanto aos padrões de qualidade associados a sua região.

Quanto à vantagem social de se utilizar o município como critério de unidade geográfica para delimitar um conjunto, está a possibilidade da sociedade legalmente representada pelos poderes legislativo, executivo e por suas associações, poder comparar os índices da qualidade de energia elétrica de sua comunidade com os índices de outras comunidades.

Esse fator permite as instituições municipais uma maior fiscalização das distribuidoras de energia. Permite, também, que elas definam suas políticas considerando os indicadores do setor elétrico.

Quanto à vantagem técnica e econômica, considerando que o porte do município está associado ao sistema elétrico, possibilita correlacionar os índices do setor elétrico com indicadores econômicos e sociais.

Um outro fator que vem dificultando a interpretação da Resolução nº 024/2000 foi a possibilidade de se definir conjuntos urbanos e não urbanos. A Resolução não esclarece o conceito de área urbana e não urbana, e tal conceito geralmente está vinculado à Lei Geral de cada município. Tal critério dificulta a aplicação correta do padrão de qualidade associado ao conjunto e existem muitos casos de conjuntos mistos, ou seja, que apresentam características urbanas e não urbanas.

O DMIC é um indicador que limita o tempo máximo de cada interrupção, impedindo que a concessionária deixe uma determinada unidade consumidora sem energia elétrica durante um período pré-estabelecido.

Os indicadores DIC e FIC indicam quanto tempo e o número de vezes respectivamente que um consumidor ficou sem energia elétrica durante um período considerado.

As tabelas 1 a 5 da Resolução nº 024, correlacionam as metas de DEC e FEC com os padrões a serem verificados para o DIC e FIC. Verifica-se que os valores dos padrões de DIC e FIC não estão bem dimensionados pelos seguintes motivos expostos abaixo:

a) as reduções de DEC são conseguidas por meio da redução do tempo de restabelecimento ou da taxa de falhas de um dado sistema. De forma geral, valores baixos de DEC (característicos de sistemas subterrâneos, redes isoladas, sistemas de Alta Tensão) são conseguidos via redução da taxa de falhas. Na medida em que se reduz a taxa de falhas com a introdução de novas tecnologias há uma tendência de que a duração de cada interrupção aumente. Por exemplo, em um sistema subterrâneo que possui um DEC baixo, há um número pequeno de interrupções, mas o tempo de reparo de cada falha é elevado, pois existe um dispêndio considerável de tempo para a localização e reparo do defeito. Este mesmo raciocínio estende-se para sistema aéreo isolado;

b) no caso de sistemas de Alta tensão radiais (comuns em concessionárias de maior extensão territorial e menor densidade de carga) a taxa de falhas é pequena, mas cada interrupção pode ser longa. Por exemplo, uma ruptura de cabo ou queda da torre pode levar a interrupções de grande duração.

Desta forma, para os conjuntos e tipos de sistemas com metas de DEC e FEC com valores absolutos baixos, as unidades consumidoras dos mesmos deveriam ter padrões de DIC e FIC proporcionalmente com valores absolutos maiores, casos estes não cobertos pela Resolução nº 024.

Com a Resolução nº 024 passa a ser obrigatório que todos os indicadores constem na fatura do consumidor “de forma clara e auto-explicativa”. Ou seja, desde o ano de 2001, todos os consumidores estão sendo informados dos valores de DEC e FEC apurados, das metas anuais e dos padrões e metas de DIC e FIC estabelecidos na Resolução. Mas, por enquanto, somente os consumidores que possuem unidades conectadas em média e alta tensão

(indústrias, shopping centers etc) recebem rotineiramente em suas faturas as informações sobre o DIC e FIC apurados. Estes valores só passam a constar na fatura das unidades consumidoras de baixa tensão (residências, comércios etc) a partir de 2005.

Os mecanismos de reclamação quanto a problemas nos serviços prestados pela concessionária foram facilitados aos consumidores, ou seja, a Resolução exigiu que todas as concessionárias do País instalassem, até o final do ano 2000, serviço emergencial de atendimento telefônico gratuito, disponível 24 horas, adequadamente dimensionado para sua área de concessão. Porém, a Resolução não estabeleceu os requisitos mínimos e critérios para que o sistema seja considerado adequado, como, por exemplo, quantidade de atendentes por turno, tempo máximo de espera etc.

Um fato importante a ser destacado é o de que atualmente, grande parte das concessionárias de serviços públicos não possuem, ainda, uma sistemática de supervisão e controle de seu sistema elétrico, apresentando cadastros de equipamentos e redes desatualizados.

O órgão regulador deveria exigir de cada concessionária, a certificação do processo de coleta dos dados primários utilizados para o cálculo dos indicadores.

Para o consumidor, o principal aspecto refere-se ao seu direito de ser ressarcido caso haja transgressão dos padrões de continuidade individuais. Sempre que o seu DIC, FIC ou DMIC apurado estiver fora dos padrões mínimos exigidos, o consumidor poderá reclamar o recebimento de uma compensação, calculada por meio de fórmulas definidas na Resolução, que lhe será creditada na fatura do mês subsequente à solicitação. Essa fórmula, porém, não está perfeitamente ajustada conforme poderá ser observado a seguir.

No tocante às penalidades, a Resolução ANEEL nº 024/2000 estabelece as seguintes fórmulas para o cálculo das penalidades relativas à transgressão da duração da interrupção (ANEEL, 2000):

a) Para o DIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (3.1)$$

b) Para o DMIC:

$$\text{Penalidade} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei \quad (3.2)$$

onde:

DIC_v = Duração de Interrupção por unidade consumidora verificada

DIC_p = Duração de Interrupção por unidade consumidora padrão

DMIC_v = Duração Máxima de Interrupção Contínua verificada

DMIC_p = Duração Máxima de Interrupção Contínua padrão

CM = Média da fatura da unidade consumidora nos últimos 03 (três) meses

Kei = fator de majoração

730 = número de horas médio no mês

Simplificando as fórmulas acima, considerando $kei=10$, obtém-se:

$$\text{a) Penalidade} = (DIC_v - DIC_p) \times \frac{CM}{73} \quad (3.3)$$

$$\text{b) Penalidade} = (DMIC_v - DMIC_p) \times \frac{CM}{73} \quad (3.4)$$

Analisando as fórmulas, observa-se que a multa a ser paga a um determinado consumidor quando da transgressão de seus indicadores DIC e DMIC são diretamente proporcionais ao valor da transgressão (em horas) do indicador e à média do importe líquido da fatura paga pelo consumidor nos três meses anteriores à ocorrência.

A Resolução nº 024/2000 define compensações mensais, trimestrais e anuais associadas às transgressões dos padrões mensais, trimestrais e anuais dos indicadores DIC e FIC. No entanto, observa-se que as interrupções que provocaram a transgressão mensal de DIC ou FIC não podem ser computadas novamente caso ocorra transgressão do mesmo indicador no trimestre ou ano, pois legalmente um mesmo fato gerador não pode provocar a incidência de penalidades distintas.

Excetuando-se as concessionárias de distribuição do Estado de São Paulo, onde já haviam sido estabelecidos em contrato de concessão os padrões a serem observados para os indicadores DIC e FIC, as outras concessionárias do país têm que observar os padrões estabelecidos na Resolução nº 024/2000.

Desta forma, considerando-se as faixas de transgressão em horas do indicador, obtém-se o percentual a ser pago ao consumidor, conforme estabelecido na tabela seguinte:

Tabela 3.2 – Transgressão x Penalidade

Transgressão (horas)	Penalidade (% CM)
1h	1,37%
2h	2,74%
5h	6,85%
10h	13,70%
20h	27,40%
30h	41,10%
50h	68,50%
73h	100%

Verifica-se que um consumidor terá direito de ser restituído em sua próxima fatura de energia elétrica, o equivalente a 1,37% do valor pago pela mesma por cada hora violada do seu respectivo padrão.

Como exemplo, um consumidor residencial situado em área urbana, com DIC padrão de 27 horas, conforme Resolução 024/2000, que pagar uma fatura média mensal de R\$ 60,00 e que tiver um DIC acumulado no mês igual a 30 horas , que em média significa ficar sem energia elétrica 1 (uma) hora por dia, terá o direito de ser restituído no montante de apenas R\$ 2,50 em sua próxima fatura. Será que este valor estaria cobrindo o desconforto e os possíveis prejuízos ocasionados a esse consumidor?

Apesar de ter sido um grande avanço a introdução de um mecanismo de compensação ao consumidor no caso de uma prestação de serviço fora dos padrões mínimos de qualidade, melhores equações e metodologia de cálculo são propostos no capítulo 6 desta dissertação de forma a equacionar a reposição das perdas ocasionadas ao consumidor.

As equações das penalidades de DIC e DMIC representam uma reta cuja equação pode ser representada a seguir:

$$y = (x - DIC_p) \frac{CM}{73} \quad (3.5)$$

A equação acima se torna real para todo $x > DIC_p$ e possui coeficiente angular igual a 0,0137 CM.

O gráfico seguinte representa a equação 3.5:

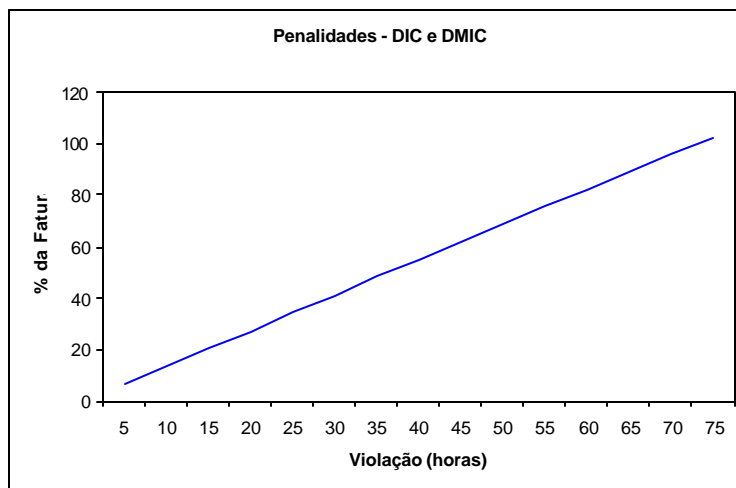


Figura 3.1 – Gráfico Penaldades DIC e DMIC

3.2 Simulação de Penalidades Utilizando um Caso Real

Apresenta-se abaixo uma simulação de cálculo de penalidades para a transgressão dos indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC de uma concessionária, que nesta dissertação está designada por “Concessionária X”.

- Penalidades para o DIC:

1) Considerou-se primeiramente para obter as metas para o DIC, a seguinte distribuição entre os conjuntos da “Concessionária X”:

a) Classes A, B e C são conjuntos de unidades consumidoras situados na faixa de 0 a 10 para os indicadores de DEC e FEC, portanto o DIC anual proposto é de 40 horas (conforme tabela 4 da Resolução 024);

b) Classe D são conjuntos de unidades consumidoras situados na faixa de 10 a 20 para os indicadores de DEC e FEC, portanto o DIC anual proposto é de 50 horas (conforme tabela 4 da Resolução 024);

c) Classe E são conjuntos de unidades consumidoras situados na faixa de 20 a 30 para os indicadores de DEC e FEC, portanto o DIC anual proposto é de 55 horas (conforme tabela 4 da Resolução 024);

2) Levantou-se posteriormente as interrupções ocorridas em transformadores com duração superior a 8 horas ocorridas até o ano de 2001.

3) Agrupou-se o tempo total de interrupções por transformador. Além destas ocorrências superiores a 8 horas em transformadores, deve-se levar em consideração as demais ocorrências no sistema elétrico devidas a:

- demais interrupções em transformadores;
- interrupções em derivações; e
- interrupções nos sistemas tronco.

4) Devido a dificuldade de trabalhar com o montante total de dados, calculou-se a multa para este conjunto de ocorrências utilizando-se um fator multiplicador "K" na duração das mesmas. Obteve-se este multiplicador "K" calculando-se a relação entre o DEC no secundário devido a estas ocorrências e o DEC total e encontrou-se o valor $K = 6$;

5) Para a obtenção do número de consumidores interrompidos, considerou-se a relação de 1 consumidor por kVA;

6) Calculou-se a multa utilizando-se a tarifa média da concessionária em R\$ / hora, dividindo-se a receita total pelo produto: Número de consumidores x Número de horas no período e obteve-se o valor de R\$0,05 / hora.

Apresenta-se abaixo, o total de multas, expressa em R\$, que a "Concessionária X" estará sujeita a pagar aos seus consumidores por transgressão das metas de DIC.

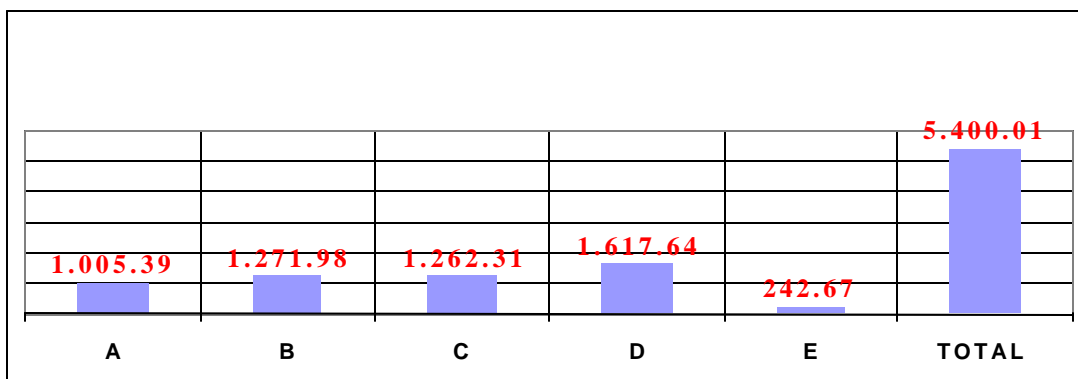


Figura 3.2 - Simulação da Multa – DIC Total

- Penalidades para o DMIC:

1) Considerou-se primeiramente que todos os conjuntos da “Concessionária X” estão na faixa de 0 a 30 para os indicadores de DEC e FEC, portanto o DMIC padrão é de 8 horas (Resolução 024 - tabela 4);

2) Levantou-se todas as interrupções superiores a 8 horas ocorridas até o ano de 2001;

3) Para a obtenção dos números de unidades consumidoras interrompidas considerou-se:

- ocorrências em transformadores : 1 consumidor por kVA;
- ocorrências em derivações:- 300 consumidores;
- ocorrências em tronco: 3500 consumidores.

4) Calculou-se a multa utilizando-se a tarifa média da concessionária já obtida anteriormente - R\$ 0,05 / hora.

Apresenta-se a seguir, o total de multas, expressa em R\$, que a “Concessionária X” estará sujeita a pagar aos seus consumidores de Baixa Tensão, nas derivações e nos troncos dos ramais por transgressão do padrão do indicador DMIC.

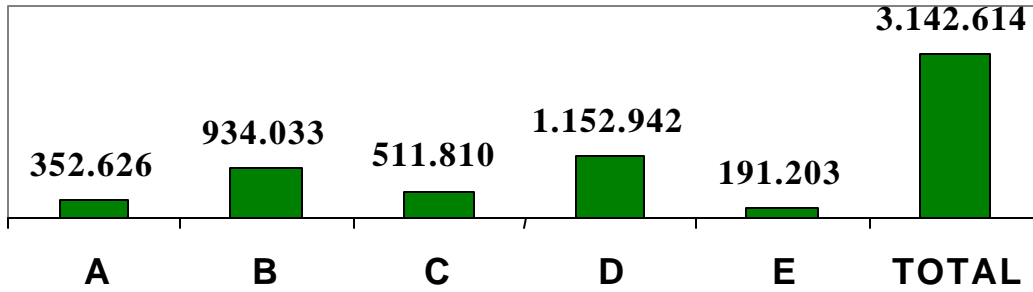


Figura 3.4 - Simulação de Multa DMIC - Baixa Tensão

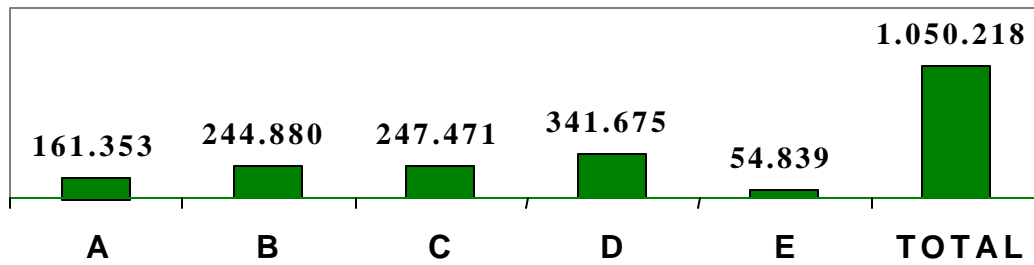


Figura 3.5 – Simulação de Multa DMIC - Derivações

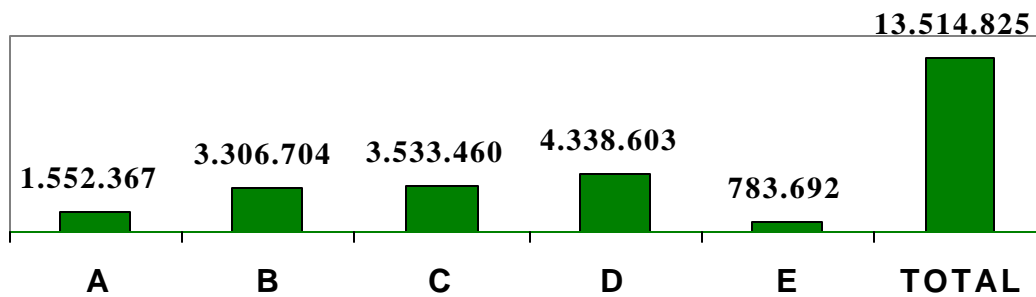


Figura 3.6 - Simulação de Multa DMIC - Tronco

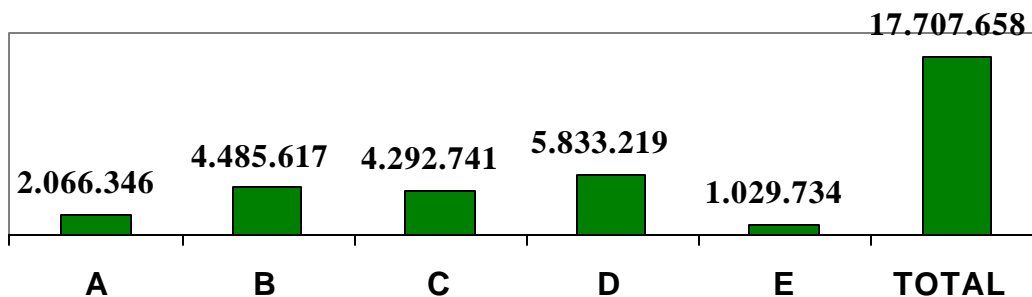


Figura 3.7 – Simulação de Multa DMIC - Total

Pode-se observar com a simulação realizada que a aplicação do indicador DMIC, de acordo com os padrões impostos na Resolução 024 irá impactar fortemente em multas expressivas para as concessionárias.

Do total de multas devidas ao DMIC, 76% deveu-se a interrupções nas derivações (cujas proteções geralmente é feita por chaves fusíveis) e 33% do total deveu-se a ocorrências nos conjuntos tipo D (1.000 a 5.000 unidades consumidoras).

A seguir apresenta-se a distribuição acumulada de frequência da duração das interrupções > 8 horas:

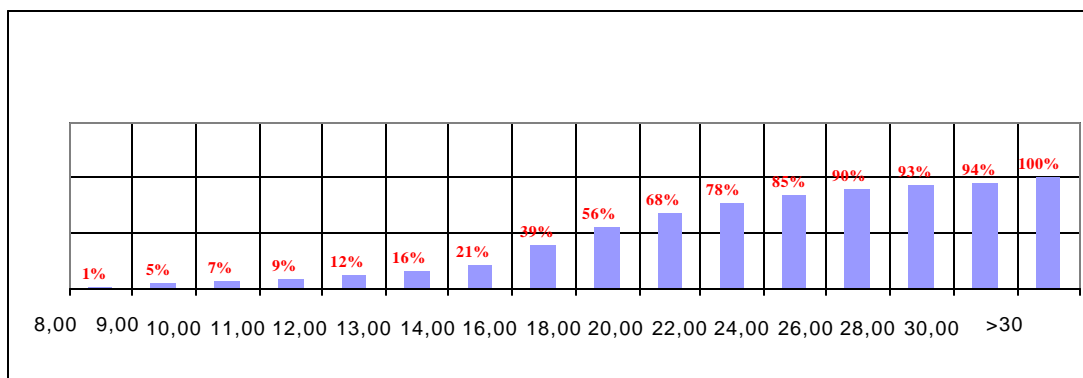


Figura 3.8 - Distribuição Acumulada de Frequência da Duração das Interrupções > 8 horas

Observou-se com a simulação realizada que apesar de todas as aproximações realizadas nos cálculos, os mesmos servem para dar uma ordem de grandeza do impacto nos custos da concessionária distribuidora. Cabe salientar que a transgressão dos limites mensais e trimestrais não foram considerados no cálculo das multas, podendo o montante ser ainda maior.

O regulador deve buscar sinalizar o investimento da concessionária em melhoria de qualidade, impondo multas no caso de descumprimento dos padrões, evitando que a concessionária prefira pagar a multa ao invés de investir no sistema.

Portanto, deve-se sempre buscar atingir um ponto de equilíbrio entre QUALIDADE X RENTABILIDADE, que possibilite o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias e atenda aos interesses da sociedade.

No sentido de buscar equacionar o impacto dessas multas no segmento da distribuição, deveria ser utilizada na Resolução 024, da mesma forma que é utilizado em alguns países da América do Sul, conforme já visto nessa dissertação, algumas excessões de interrupções a não serem consideradas no cálculo dos indicadores individuais, tais como: oriundas de falhas externas ao sistema da distribuidora; oriundas de desligamentos programados solicitados por outras concessionárias prestadoras de serviços públicos para melhoria de infra-estrutura e em atuações de esquemas de alívio de carga. Todas essas interrupções não são de responsabilidade direta da Distribuidora, cabendo a outros agentes da cadeia a responsabilidade pelo possível dano causado pela interrupção de energia elétrica.

Apresenta-se abaixo, uma relação das iniciativas e procedimentos que deveriam ser tomados pelo órgão regulador junto aos cidadãos, de tal forma a permitir uma melhor orientação quanto aos seus direitos como consumidores de energia elétrica:

a) as informações prestadas na fatura de energia elétrica quanto aos indicadores de continuidade é de grande significância, porém antes dessa obrigatoriedade de divulgação, deveria ter havido um campanha inicial de divulgação desses indicadores, por meio das Agências Reguladoras Estaduais, conselho de consumidores ou até mesmo das próprias concessionárias, explicando os significados dos indicadores em linguagem popular e os direitos dos consumidores no caso de transgressão dos padrões;

b) além da dificuldade atual de auditoria dos dados de DEC e FEC encaminhados à ANEEL, devido a falta de estrutura de fiscais e da exigência de certificação de coleta de dados, esses indicadores não dão uma visão para o consumidor da qualidade que está sendo fornecida pela concessionária, são valores médios e caracterizam mais como indicadores gerenciais.

Com relação às penalidades decorrentes de transgressão dos indicadores DEC e FEC, a Resolução ANEEL nº 024 estabelece que as mesmas devem obedecer aos critérios definidos na Resolução ANEEL nº 318, de 06 de outubro de 1998. Porém, ao analisarmos as principais disposições da referida Resolução, conforme demonstrado no item abaixo, poderemos verificar a sua difícil e complexa aplicabilidade.

3.3 Critérios Atuais de Aplicação de Penalidades

A Resolução nº 318, de 1998, que disciplina o procedimento para imposição de penalidades aos agentes delegados de instalações e serviços de energia elétrica, referentes às infrações apuradas, em seu Título I, que trata das penalidades, estabelece, no inciso II do art. 2º, a penalidade de multa (ANEEL, 1998):

Título I – DAS PENALIDADES

Art. 2º As infrações às disposições legais e contratuais relativas a prestação de serviços, implantação e operação de instalações de energia elétrica, sujeitarão o infrator às penalidades de:

I – Advertência;

II – multa;

Multa administrativa é toda imposição pecuniária a que se sujeita o administrado a título de compensação do dano presumido da infração. Nesta categoria de atos punitivos entram, além das multas administrativas propriamente ditas, as multas fiscais, que são modalidades específicas do Direito Tributário. As multas administrativas não se confundem com as multas criminais e, por isso mesmo, são inconversíveis em detenção corporal, salvo disposição expressa em lei federal. A multa administrativa é de natureza objetiva e se torna devida independente da ocorrência de culpa ou dolo do infrator.

No capítulo I da Resolução ANEEL nº 318, desse mesmo título, são especificadas as infrações e respectivas sanções pelos artigos 3º, 4º, 5º, 6º e 7º. No caso específico dos padrões de qualidade é o art. 6º

CAPÍTULO I – DAS INFRAÇÕES E SANÇÕES

Art. 6º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo III, o fato de:

I - ...;

II- não cumprir as disposições legais e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços;

...

No art. 8º da mesma Resolução são definidos os critérios para fixação das penalidades:

Capítulo III – Dos Critérios para Fixação das Penalidades

Art. 8º Os valores das multas serão determinados mediante aplicação, sobre o valor do faturamento, nos casos de concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, ou sobre o valor estimado da energia produzida, nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração, dos seguintes percentuais:

Grupo I: até 0,01% (um centésimo por cento);

Grupo II: até 0,1% (um décimo por cento);

Grupo III: até 1% (um por cento);

Grupo IV: até 2% (dois por cento).

Art. 11. Na hipótese da ocorrência concomitante de mais de uma infração serão aplicadas, simultânea e cumulativamente, as penalidades correspondentes a cada uma delas.

O Capítulo II, que trata do Processo Administrativo Punitivo, estabelece em seu § 1º que o Auto de Infração apontará quantas forem as infrações cometidas:

Capítulo II – Do Processo Administrativo Punitivo

Art. 20. O Auto de Infração (AI), emitido pelo Superintendente responsável pela ação fiscalizadora, iniciará o processo administrativo punitivo, o qual será instruído com o Termo de Notificação (TN) e toda documentação que lhe deu origem.

§ 1º Para a mesma ação fiscal será lavrado um só AI, em duas vias, apontando quantas forem as infrações cometidas.

Interpretação e aplicação dos diplomas legais

As diversas infrações identificadas em uma ação fiscalizadora necessitam ser enquadradas na Resolução nº 318, de forma a se ter a sanção correspondente, isto é, não se pode alterar uma sanção de advertência para multa ou de multa do grupo I para do grupo II, salvo em caso de reincidência. Dessa forma, cada infração possui somente um enquadramento na Resolução nº 318, o qual indica a sanção a ser aplicada.

Não se tem a prerrogativa de julgar a ação fiscalizadora como um todo, arbitrando o percentual da sanção de multa a ser aplicada em até 2%, por exemplo. Deve-se indicar a infração cometida e a que sanção ela corresponde, sendo que, no caso de multa, a Resolução nº 318 define inclusive o limite do percentual da mesma.

Ao responsável pela ação fiscalizadora é facultada a dosimetria da multa dentro de um grupo específico, isto é, uma infração enquadrada na Resolução nº 318 como sendo passível de multa do grupo III, pode ter sua multa fixada entre 0 e 1%, que é o limite máximo desse grupo.

O limite de 2% indicado no inciso X do art. 3º da Lei 9.427, de 26/12/96, se aplica a cada uma das infrações encontradas em uma ação fiscalizadora, independentemente da característica dessa ação.

Em uma mesma ação fiscalizadora, não se pode aplicar a mesma infração mais de uma vez. A repetição de uma mesma infração deve ser encarada como agravante para a graduação da pena.

Ficando caracterizada em uma ação fiscalizadora a incidência em várias infrações distintas, o percentual total de multa a ser aplicado, para as infrações assim configuradas, será obtido do somatório dos percentuais definidos para cada uma das diferentes infrações, não estando, portanto, limitado a 2% .

A atuada poderá apresentar defesa ou o processo correrá a revelia.

A defesa será julgada pelo Diretor indicado no AI, que poderá ratificar as penalidades de advertência e de multa, conforme o caso.

A decisão acerca da defesa ou da revelia será proferida e publicada no Diário Oficial no prazo de 30 (trinta) dias, contado do recebimento da defesa ou da constatação da revelia.

A atuada terá o prazo de 10 (dez dias), a partir da publicação da decisão no Diário Oficial, para efetuar o recolhimento da multa em favor da Aneel ou apresentar recurso.

Das decisões do Diretor, quanto à defesa apresentada, caberá recurso à Diretoria da Aneel.

O recurso será recebido com efeito suspensivo, exceto nos casos de embargos de obras, e deverá ser examinado no prazo de 30 (trinta) dias.

A critério da Diretoria da Aneel, poderá ser realizada Audiência Pública no intuito de ouvir as partes interessadas no processo administrativo punitivo, se necessário, novas diligências processuais e novos prazos.

A qualquer momento do processo administrativo punitivo, incluindo a fase recursal, será instada a Procuradoria-Geral da Aneel para emitir parecer no prazo de 20 (vinte) dias.

Em caso de decisão desfavorável, devolver-se-á o prazo de dez dias para o recolhimento da multa, a partir da data da publicação da decisão no Diário Oficial.

Pela descrição apresentada verifica-se que a concepção do processo de aplicação de penalidades implantado pela Aneel é pautada nos princípios da legalidade, finalidade, motivação, razoabilidade, proporcionalidade, moralidade, ampla defesa, contraditório, segurança jurídica, interesse público e eficiência, no cumprimento do devido processo legal assegurado na Constituição Federal.

Por outro lado, constata-se que pelo regulamento atual que:

- os critérios para fixação de penalidades, no caso de descumprimento das disposições legais e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços estão limitados em até 1% do faturamento líquido da concessionária nos últimos 12 meses anteriores à infração;

- na fixação do valor das multas são consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos, ou seja, constituem critérios totalmente subjetivos dos agentes fiscais do órgão regulador.

Devido aos fatos citados acima, verifica-se que a aplicação de multas às concessionárias infratoras quanto aos padrões de continuidade DEC e FEC torna-se um processo de difícil aplicabilidade na prática, principalmente pela complexidade do processo.

Como exemplo, a Tabela abaixo apresenta a relação dos termos de notificação aplicados às concessionárias infratoras no período de 1999 até o mês de maio de 2002, e os respectivos valores recolhidos de multas:

Tabela 3.3 - Quadro Geral das Infrações e Penalidades

Nº DO AI	AGENTE INFRATOR	PENALIDADE APLICADA			MOTIVAÇÃO	PAGO
		ESPECIFICAÇÃO		VALOR		
		TIPO	QUANT.	(R\$)		
001/1998	LIGHT	Multa	1	2.016.554	Serviço não adequado	X
002/1998	CERJ	Multa	1	638.964	Serviço não adequado	
Total			2	2.655.518		
001/1999-SFE	CTEEP	Multa	1	3.374.421	Blecaute Março/99	
002/1999-SFE	FURNAS	Multa	1	916.438	Blecaute Março/99	X
005/1999-SFE	FURNAS	Multa	1	703.010	Blecaute SE Itumbiara	X
006/2000-SFE	CEA	Multa	1	47.205	Fiscalização 98/99	X
007/2000-SFE	SAELPA	Multa	1	291.394	Fiscalização 98/99	
010/2001-SFE	XANXERÊ	Multa	1	1.546	Ultrapassagem DEC-FEC	X
012/2001-SFE	CERON	Multa	1	16.943	Ultrapassagem DEC-FEC	
005/2002-SFE	CTEEP	Multa	1	4.512.520	Desligamento em 21/01/02	
006/2002-SFE	ONS	Multa	1	999.477	Desligamento em 21/01/02	
Total			9	10.862.954		

Do total de 11 infrações cometidas pelos agentes do setor no que diz respeito à qualidade de energia elétrica, apenas 5 tiveram os valores de multas pagos ao órgão regulador. As outras concessionárias encontram-se com os valores depositados em juízo.

3.4 Propostas da Coopers & Lybrand quanto à Regulamentação Técnica

A consultora responsável pelas alterações iniciais do modelo do setor elétrico nacional, Coopers & Lybrand, apresentou as seguintes propostas e recomendações quanto à regulamentação técnica da qualidade dos serviços no Brasil (Coopers & Lybrand, 1998):

- a regulamentação técnica deve ser obtida por meio do estabelecimento de padrões e procedimentos mensuráveis, monitoração do desempenho em relação a tais medidas e aplicação de penalidades financeiras quando de infração de padrões;
- necessidade de uma fase de transição para implementar os padrões e procedimentos, para proporcionar um período de ajustes antes que as penalidades sejam aplicadas quando da infração de padrões;

- estabelecimento pela ANEEL de padrões nacionais mínimos, onde padrões uniformes nacionais não sejam necessários por questões de segurança do sistema;
- pequenos sistemas isolados, atendendo a menos de 10.000 conexões, devem ser excluídos dos padrões nacionais propostos. Deve ser feita uma abordagem caso-a-caso, levando em consideração fatores relevantes, tais como as circunstâncias econômicas dos clientes e a posição financeira da Concessionária;
- os padrões adotados por qualquer concessionária não poderão ser menos rigorosos do que os atuais;
- as responsabilidades dos diversos órgãos que têm participação na regulamentação devem ser claramente definidas;
- aplicação de penalidades pré-determinadas para infrações de padrões específicos de clientes, ressarcíveis diretamente ao cliente afetado pela infração;
- penalidade pré-determinada para a infração de alguns padrões genéricos, tais como: energia não suprida devido a falhas na distribuição e perdas técnicas e comerciais;
- o nível das penalidades pagas diretamente aos clientes deve ser baseado na tarifa aplicável e no consumo anual de energia do cliente;
- estabelecimento de penalidades discricionárias para infrações de todos os demais padrões genéricos; e
- a receita arrecadada pelos reguladores oriunda de penalidades discricionárias deve ser utilizada para fazer frente a seus próprios custos ou a outros custos do setor.

Os trabalhos desenvolvidos pela consultora Coopers & Lybrand, responsável pelos estudos de reestruturação do setor elétrico brasileiro, guardaram coerência entre o modelo organizacional proposto e as diretrizes regulatórias apontadas, mas necessitavam de mais detalhamentos para tornarem-se operacionais.

Observa-se, porém, que as propostas da consultora Coopers & Lybrand quanto à qualidade do fornecimento foram, na maioria, aplicadas em regulamentos específicos da ANEEL.

CAPÍTULO 4

ANÁLISE DA CONTINUIDADE DOS SERVIÇOS DE DISTRIBUIÇÃO SOB OS ASPECTOS ECONÔMICOS, FISCALIZATÓRIOS E LEGAIS

4.1 Análise dos Aspectos Econômicos

Diante de um mercado globalizado crescentemente competitivo, o assunto qualidade tem se tornado de fundamental importância no cenário econômico nacional, uma vez que os modernos processos industriais produtivos podem sofrer interrupções mais ou menos longas devido às variações momentâneas de tensão, implicando em significativas perdas econômicas aos consumidores usuários da energia elétrica.

Num regime em que a rede é monopolizada, os investimentos em distribuição devem ser baseados principalmente em considerações puramente econômicas (BORN, 1998).

Quando um mercado de eletricidade sofre uma alteração regulamentar direcionada para uma situação de maior competição, muitas questões tornam-se críticas, dentre as quais destacando-se as necessidades de resolver questões contratuais, especificar o sistema regulador e o papel do coordenador do sistema (DEMSETZ, 1968).

Um desafio importante apresentado às concessionárias, após o período de transição de um mercado de controle estatal para um mercado competitivo, é o de operar seu sistema como um negócio que visa a maximização de lucros e sendo paralelamente um monopólio controlado. No que diz respeito às atividades de planejamento, as questões importantes para uma concessionária, durante esta transição é de que a mesma deve mudar o foco de seus negócios, deixando de se orientar pelos custos, passando a se orientar para a prestação de serviços ao consumidor, desenvolvendo seus produtos e serviços para oferecer um conjunto variado de opções a seus clientes. Por outro lado, a

qualidade da energia elétrica fornecida deve ser vista mais como um produto diferenciado para o cliente do que um aspecto de tecnologia para a proprietária da rede.

O interesse nas questões de qualidade de energia elétrica tem aumentado significativamente nos últimos anos devido principalmente aos seguintes fatores: novas exigências de qualidade de energia estabelecidas em Leis Federais; aumento do interesse em tarifas baseadas na qualidade; energia elétrica vista como um produto; aumento no nível de perturbações em sistemas de potência e diminuição da imunidade de equipamentos elétricos às perturbações.

Os principais problemas em termos de impacto sócio-econômico são as interrupções de curta e longa duração e as flutuações bruscas de tensão (voltage dips).

Normas internacionais definem qualidade como sendo a capacidade de satisfazer as necessidades dos consumidores. Qualidade é, assim, uma questão muito ampla, pois inclui todos os aspectos que influenciam a opinião do consumidor a respeito do vendedor, do serviço e do produto, sendo, principalmente, uma questão individual, associada à expectativa de cada consumidor.

Para avaliar sob o ponto de vista econômico um serviço ou um produto, um conjunto de critérios de qualidade deveriam ser estabelecidos. Estes critérios poderiam ser divididos em dois grupos principais:

- a) Grupo 1: Critérios objetivos/técnicos
- b) Grupo 2: Critérios subjetivos

O Grupo 1 incluiria aspectos técnicos, como qualidade da tensão e interrupções no fornecimento, enquanto o Grupo 2 incluiria informação, serviço, acompanhamento etc.

O Grupo 1 seria importante como restrição de planejamento, quando o objetivo é minimizar os custos sócio-econômicos para a distribuição. Também é natural que se tenha regras e regulamentações nacionais claras neste grupo. O contrário seria válido para o Grupo 2, embora estes aspectos possam ser mais importantes do ponto de vista do consumidor, especialmente se o nível de desempenho técnico é alto.

Por razões econômicas, todo o sistema pode ser planejado com menores margens, e conseqüentemente, ser operado de forma mais solicitada. Isto irá, por sua vez, criar demandas para melhor determinação de níveis de confiabilidade e de custo das interrupções. É objetivo do planejamento do sistema minimizar investimentos e custos de perdas, de manutenção e operação, e da energia interrompida para o consumidor e para a concessionária.

Os custos de interrupção podem ser definidos como as perdas ou prejuízos advindos, no consumidor, da suspensão intempestiva ou programada do fornecimento de energia elétrica (SULLIVAN, et al. , 1996).

Antes, considerava-se como custo de interrupção apenas a perda de faturamento sofrida pela concessionária de energia elétrica, fazendo-se o cálculo simplista “energia deixada de fornecer vezes a tarifa média”. Verifica-se que esta forma trazia sérias dificuldades ao planejamento do sistema elétrico, uma vez que se tornava extremamente difícil justificar investimentos voltados para a melhoria da qualidade dos serviços, entendendo-se como qualidade a continuidade do fornecimento e a estabilidade do nível de tensão, do modo como são sentidas pelo usuário da energia elétrica (ANDRADE, 1991).

Os estudos de confiabilidade das concessionárias de energia elétrica utilizam como referência o custo social do kWh interrompido, que pode ser estimado da ordem de 50 a 100 vezes maior que o preço médio do kWh faturado.

Segundo pesquisas desenvolvidas pela TVA (Tennessee Valley Authority), que fez um levantamento da média dos custos de interrupção de vários países e concessionárias, tem-se:

Tabela 4.1 - Custo Médio de interrupção

CLASSE	CUSTO (US\$/kWh)
Residencial	1,87
Comercial	2,61
Industrial	5,35

Baseado na estrutura de mercado de uma concessionária do Estado de São Paulo, a título de exemplo, obteve-se o custo médio de interrupção de energia elétrica igual a 3,62 US\$/kWh.

As concessionárias devem procurar viabilizar a análise das conseqüências das interrupções ocasionadas nas unidades consumidoras, de forma a buscar soluções conjuntas com os consumidores, evitando, assim, causar-lhes desconforto e prejuízos.

A alteração do modelo institucional do setor elétrico, que permitirá a alguns consumidores, os denominados “consumidores livres”, a comprar energia elétrica de qualquer concessionária, exigirá da concessionária a prestação de serviços com incrementos contínuos de qualidade, com a finalidade de, na pior das hipóteses, manter seus atuais consumidores. Outra importante questão está relacionada à integração de mercados entre países e/ou blocos econômicos que vêm requerendo níveis de eficiência, eficácia e qualidade cada vez mais elevados por parte das indústrias, do comércio e do setor de serviços.

A competitividade da economia nacional dependerá ainda mais da qualidade da infra-estrutura do País, incluindo-se aí o sistema de energia elétrica. Os consumidores passarão a perceber a abrangência da influência negativa da

interrupção de energia elétrica e, certamente, passarão a exigir soluções imediatas.

Dessa forma, é interessante que se busque uma metodologia objetivando indenizar o consumidor lesado pela descontinuidade do serviço, ou seja, energia não fornecida.

Diversos estudos e pesquisas no setor elétrico brasileiro já foram realizadas para a avaliação dos custos de interrupção, tanto no âmbito do extinto GCOI e pela própria ANEEL, porém, ainda não existe uma metodologia padrão estabelecida para o levantamento desses custos de interrupção. Por sua própria definição, pode-se imaginar que esses custos sejam bastante variáveis. Os mesmos podem variar com a natureza do consumidor de energia elétrica, ou seja, com a classe da unidade consumidora e, dentro de uma mesma classe, com o tipo de atividade desenvolvida. Variam, também, conforme o ponto do sistema elétrico considerado – por exemplo, pontos com maior frequência ou duração de interrupções devem provocar maiores perdas para os consumidores (por outro lado, estas perdas também variam conforme a composição do mercado naquele ponto), e assim por diante.

Outro aspecto bastante difícil de modelar é o que diz respeito à natureza das perdas sofridas. Estas perdas podem ser vistas de duas formas: objetiva e subjetivamente.

As perdas objetivas são as concretas, que podem ser medidas diretamente, por exemplo, perda de produção, perda de mão-de-obra, danos em equipamentos, custo para a retomada da produção etc. Estas perdas são de ordem econômica. Já as perdas subjetivas dizem respeito a julgamento próprio, sensações ou reações pessoais, quais sejam: a perda do lazer, o desconforto etc. Estas perdas são de ordem social.

Existem outros tipos de perdas, como as de ordem social indiretas: por exemplo, a insegurança gerada pela falta de iluminação pública, roubos. E,

ainda, as perdas de longo prazo, como por exemplo, a mudança de uma indústria para outro local de maior confiabilidade ou a compra de equipamento de reserva, e assim por diante.

Observa-se que este tema é de suma importância. A parcela dos investimentos da concessionária correspondente aos custos de interrupção é, hoje em dia, a maior responsável na definição e priorização de obras de distribuição. Estudos relativos à operação do sistema passam pelo custo de interrupção, assim como os relativos à comercialização da energia.

Por outro lado, o fato de pesquisar os custos de interrupção é mais do que simplesmente estabelecer valores para introduzir uma fórmula de cálculo, mas sim o de estabelecer um relacionamento direto com o consumidor, instruí-lo a respeito do real valor da energia elétrica e formar uma parceria pensando no mútuo desenvolvimento e na mútua sobrevivência (ANDRADE, 1991).

A título de exemplificação, apresenta-se a seguir um caso real de perdas ocasionadas a um consumidor industrial situado na região da cidade do Rio de Janeiro devido a interrupções de curta duração provocadas pela concessionária de energia elétrica que atende a unidade consumidora.

Essa unidade industrial produz cerca de 1 (um) milhão de toneladas/ano de lingotes, barras e fios de aço.

A tabela abaixo apresenta alguns dos problemas causados na unidade consumidora devido a subtensões e interrupções provocadas pela concessionária entre março e maio de 1999. Conforme pode ser observado, a unidade consumidora é muito sensível aos chaveamentos no sistema e todos os problemas ocorreram em equipamentos controlados eletronicamente.

Tabela 4.2 - Ocorrências x Efeitos

DATA	HORA	CAUSA	EFEITOS
19/03/99	17:55	Religação da linha	Nenhum
19/03/99	19:01	Religação da linha	Perda de 20t de lingote
29/03/99	15:50	Abertura da linha	Perda de 1 ton na laminação
20/04/99	17:16	Abertura da linha	Perda de 2 ton na laminação
09/05/99	08:14	Religação da linha	Nenhum
09/05/99	08:55	Queda de balão	Perda de 7 ton na laminação
10/05/99	08:30	Abertura da linha	Perda de 1,5 ton na laminação

O diagrama elétrico simplificado da unidade consumidora é apresentado abaixo. Ele é alimentado por duas linhas aéreas de 138 kV, mas apenas uma linha está conectada a cada tempo. Os fornos, a laminação e outras cargas especiais são alimentadas por transformadores independentes e existem filtros de harmônicos próximos às cargas críticas. Apesar disso, a concessionária apresenta problemas de harmônicos e flicker.

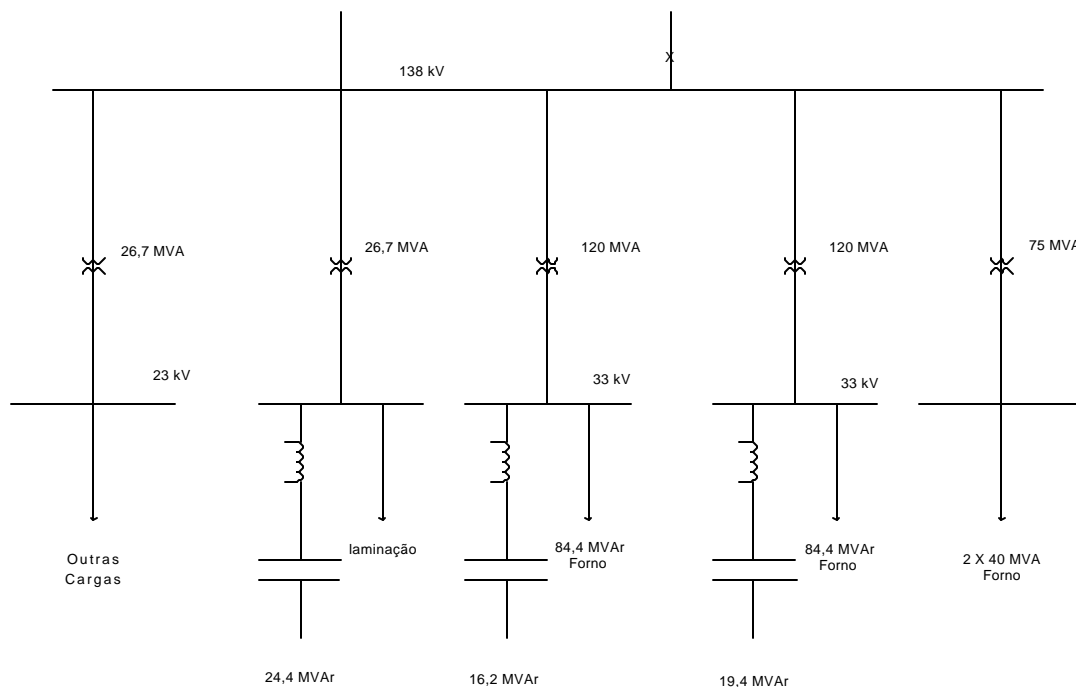


Figura 4.1 – Diagrama Elétrico Simplificado

O gráfico abaixo apresenta as perdas verificadas na unidade consumidora devido a subtensões e interrupções no período de janeiro a maio de 1999. O total de perdas neste período foi de US\$ 700.000,00. Extrapolando estes dados, as perdas anuais deste caso são da ordem de 2 milhões de dólares.

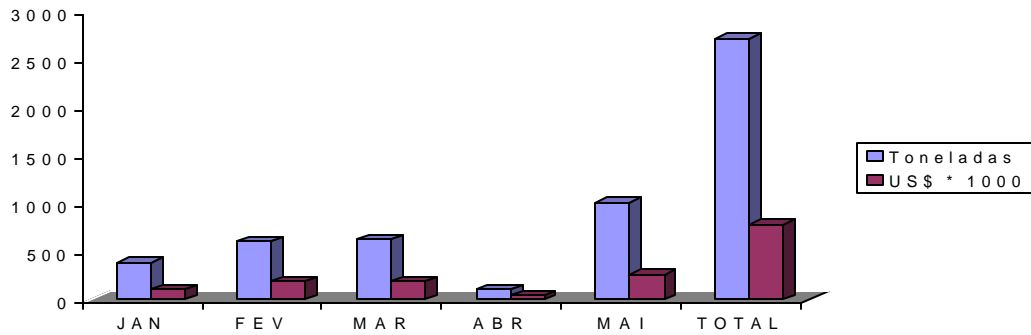


Figura 4.2 - Perdas em função de subtensão e interrupção

Esta unidade consumidora apresentava outro problema interessante. Como a mesma procurava operar 24 hs por dia, a ação do controlador de demanda ocasionava perdas de produção. O gráfico abaixo apresenta as perdas em função da ação do controlador de demanda. A média dessas perdas foi da ordem de US\$ 320.000,00 por mês para o consumidor e de US\$ 140.000,00 por mês para a concessionária.

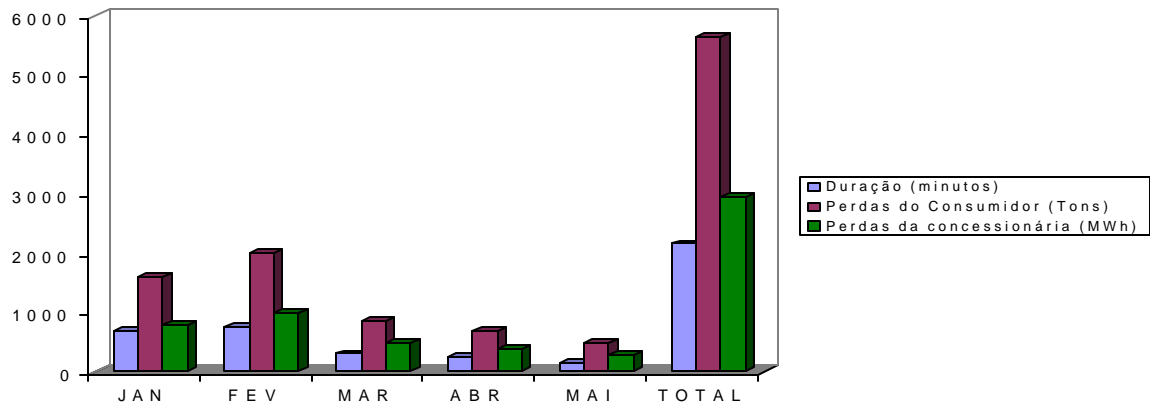


Figura 4.3 - Perdas em função da ação do controlador de demanda

Isto representou uma perda acumulada de US\$ 3,84 milhões/ano para o consumidor e US\$ 1,68 milhões/ano para a concessionária.

4.2 Análise dos Aspectos Fiscalizatórios

Com relação aos aspectos fiscalizatórios, o papel da fiscalização neste novo ambiente regulatório torna-se de caráter extremamente essencial face às exigências cada vez maiores dos consumidores de energia elétrica quanto à qualidade dos serviços prestados, bem como, também, verificar o cumprimento das obrigações das concessionárias estabelecidas nos contratos de concessão.

O Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997, que constituiu a ANEEL, cita no seu art. 16, “A ação fiscalizatória da ANEEL visará, principalmente, à educação e orientação dos agentes do setor de energia elétrica, à prevenção de condutas violadoras da lei e dos contratos e à descentralização de atividades complementares aos Estados, com os propósitos de”:

- instruir os agentes e consumidores quanto ao cumprimento de suas obrigações contratuais e regulamentares;
- fazer cumprir os contratos, as normas e os regulamentos da exploração dos serviços e instalações de energia elétrica;
- garantir o atendimento aos padrões de qualidade, custos, prazo e segurança compatíveis com as necessidades regionais e específicas de cada categoria de agente envolvido;
- garantir o atendimento aos requisitos de quantidade, adequação e finalidade dos serviços e instalações de energia elétrica; e
- subsidiar, com informações e dados necessários, a ação regulatória, visando a modernização do ambiente institucional de atuação da ANEEL.

A reestruturação do Setor Elétrico Nacional, com a constituição de órgãos reguladores e normativos estaduais, além do federal, sinaliza que haverá um crescimento dos questionamentos por parte dos consumidores, acionistas e da sociedade de uma forma geral, quanto aos aspectos de garantia da boa qualidade do fornecimento de energia elétrica.

Nos processos de implantação de requisitos mínimos de qualidade, eficiência e eficácia no fornecimento de energia elétrica a diversas categorias de consumidores, identifica-se, de forma cada vez mais acentuada, o questionamento da representatividade dos atuais índices de avaliação destes serviços, bem como dos mecanismos utilizados para sua aferição e de sua adequabilidade aos atuais anseios dos consumidores em geral.

Desta forma, para que a atuação da fiscalização se torne eficiente é importante que se estabeleça indicadores técnicos de qualidade que averiguem realmente os interesses individuais do consumidor e que tanto a fiscalização e regulação trabalhem sempre em conjunto, visando as necessidades de revisões em regulamentos específicos, a fim de atender os anseios da comunidade.

O papel dos órgãos descentralizados, ou seja, das Agências Estaduais na fiscalização dos serviços prestados à população em geral é de suma importância, pois permite aproximar a ação fiscalizadora dos Agentes e dos consumidores, tornando mais ágil a ação fiscalizadora e atendendo às especificidades regionais. No entanto, ainda observam-se muitas falhas e dificuldades de ação das atuais Agências Estaduais implantadas no país, que ainda não estão totalmente capacitadas e independentes como deveriam ser.

A ação fiscalizatória deve ter sempre como objetivo básico, zelar pelo cumprimento das Leis, dos regulamentos e dos dispositivos contratuais, por parte dos Agentes do Setor de Energia Elétrica, visando a garantia da prestação de serviços adequados.

A fiscalização deve sempre se orientar e basear nos indicadores de desempenho das concessionárias, por meio de auditorias técnicas, pesquisas de opinião, campanhas de medição amostral de grandezas elétricas, inspeção de unidades consumidoras, entrevista com consumidores etc.

Os instrumentos atuais para a fiscalização no que se diz respeito à continuidade da distribuição de energia elétrica são os indicadores DEC e FEC dispostos na Resolução ANEEL nº 024/2000. Porém, são valores com um grau de confiança questionável, pois, ainda, são informações prestadas pelas próprias concessionárias.

A elaboração de indicadores técnicos mais significativos de aferição da qualidade, bem como o aperfeiçoamento daqueles já existentes, e a adequação da legislação atual sobre continuidade constituem ferramentas de suma importância para a melhoria do grau de desempenho da ação de fiscalização.

4.3 Análise dos Aspectos Legais

Quanto ao aspecto legal será abordada, neste item, uma análise crítica de cláusulas inseridas nos contratos de concessão de serviço público de distribuição de energia elétrica que tratam especificamente da qualidade técnica dos serviços a serem prestados, bem como dos indicadores estabelecidos nos contratos específicos das concessionárias do Estado de São Paulo.

Nos contratos de concessão para exploração dos serviços públicos de distribuição já assinados com inúmeras concessionárias constam as seguintes disposições:

“**A CONCESSIONÁRIA** obriga-se a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos

operativos que *garantam níveis de qualidade, continuidade e confiabilidade* estabelecidos pelo Poder Concedente para os serviços de energia elétrica”.

A redação acima gera dúvida quanto ao aspecto da obrigatoriedade da concessionária.

A concessionária, em certas localidades de sua área de concessão, distantes do grande centro, poderá vir a garantir níveis de qualidade satisfatórios a esses consumidores que normalmente possuem padrões de qualidade menos rigorosos, sem, no entanto, adotar na prestação do serviço, tecnologia adequada.

O art. 6º da Lei nº 8987, menciona que a concessionária deve atender genericamente a todos os consumidores e de forma adequada e atual.

Portanto, uma redação mais adequada seria aquela que exigisse das concessionárias o emprego em toda área de concessão de equipamentos e tecnologia operacionais modernas, estabelecendo prazos de conclusão, de forma a atender todos os consumidores igualmente.

Quanto ao não cumprimento dos níveis de qualidade, continuidade e confiabilidade, os mesmos deveriam ser tratados especificamente nas próprias Resoluções da ANEEL.

II) – “Pela inobservância dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica estabelecidos nos regulamentos específicos para cada conjunto das áreas de concessão, bem como pela transgressão dos índices de qualidade de serviço relativos à tensão de fornecimento, ou de outros aspectos que afetem a qualidade do serviço de energia elétrica, a CONCESSIONÁRIA estará sujeita a multas pecuniárias, aplicadas pela fiscalização do PODER CONCEDENTE, em favor dos consumidores afetados, que corresponderão a:

- No caso de transgressão dos índices de continuidade de fornecimento: ao valor do percentual de transgressão, calculado pela razão entre os índices verificados e aqueles admitidos nos regulamentos específicos, aplicados sobre o montante do faturamento médio mensal dos consumidores afetados no período de apuração dos índices, limitados a 10 (dez) vezes o valor da energia não fornecida; ocorrendo transgressão simultânea de dois ou mais índices, a multa será calculada com base no índice em que se verificar maior percentual de transgressão;

Esta subcláusula define que a Concessionária estará sujeita a multas pecuniárias, aplicadas pela fiscalização do Poder Concedente, em favor dos consumidores afetados, no caso de inobservância dos índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica estabelecidos nos regulamentos específicos para cada conjunto da área de concessão.

Por outro lado, o regulamento vigente citado na redação dessa subcláusula na época de assinatura do contrato de concessão era a Portaria DNAEE nº 046/78, que foi recentemente substituída pela Resolução ANEEL nº 024/2000.

No entanto, o art. 13 da Portaria DNAEE nº 046/78 citava (DNAEE, 1978):

“Quando forem apurados valores superiores aos limites de que tratam os artigos 5º a 8º, o concessionário deve adotar as providências que se fizerem necessárias à normalização do fornecimento.

Parágrafo único: As providências supra referidas devem ser concluídas no prazo de 180 (cento e oitenta) dias, contado da data da apuração dos valores anormais, salvo autorização específica do DNAEE para adoção de prazo superior, em razão de justificativa apresentada pelo concessionário.

Analisando a redação do art. 13, verifica-se que a multa não poderia ser imediata a favor dos consumidores afetados, conforme estabelecido no item “a” da cláusula do contrato de concessão, pois era permitido à concessionária um

prazo de 180 dias para regularizar o conjunto que apresentasse transgressão para o padrão definido.

Por outro lado, também, os indicadores DEC e o FEC são de natureza coletiva, ou seja, possuem como base um grupo de consumidores alocados em uma determinada área geoeétrica. Os valores apurados de DEC e FEC representam uma média das durações e interrupções registradas no conjunto em um determinado período, ou seja, nem todos os consumidores pertencentes a um mesmo conjunto obrigatoriamente possuem o mesmo valor dessa média (alguns podem superar a média assim como outros obterem registros inferiores). Nesse caso, seria incoerente a aplicação de multas pecuniárias diretamente aos consumidores afetados, pois alguns se beneficiariam (àqueles que tivessem registros inferiores ao valor médio apurado) e outros teriam prejuízos (àqueles que tivessem registro superior ao valor médio apurado).

Nos casos específicos dos contratos de concessão das concessionárias distribuidoras do Estado de São Paulo, apesar de toda a filosofia aplicada ao projeto de qualidade, há diversos questionamentos dirigidos à Comissão de Serviços Públicos de Energia – CSPE, órgão regulador do Estado, e à própria ANEEL, no que concerne à forma de apuração e representatividade de alguns indicadores, bem como metodologia utilizada para o estabelecimento das metas de continuidade.

Nestas indagações, as concessionárias de São Paulo também fazem referência aos diferentes prazos de implementação das regras impostas em seus respectivos contratos de concessão, que tiveram novos controladores, face ao atraso verificado na programação das privatizações, e que no entendimento delas, acabou por comprometer as ações gerenciais para o acatamento às novas regras.

Ao contrário das disposições constantes nos respectivos contratos de concessão das concessionárias do Estado de São Paulo, a Resolução ANEEL

nº 24 não fixa uma fórmula direta de aplicação de penalidade na hipótese de transgressão dos indicadores de continuidade DEC/FEC de conjuntos e do global da concessionária. Havendo a transgressão das metas desses indicadores, a Resolução nº 24 define que o pagamento da multa deverá observar as disposições contidas na Resolução ANEEL nº 318/98, quando então a penalidade por transgressão de padrões coletivos, fixada pelo órgão fiscalizador, é estabelecida na hipótese das justificativas técnicas apresentadas pelas concessionárias não forem satisfatórias.

Nas relações com o público o concessionário fica adstrito à observância do regulamento e do contrato, que devem estabelecer direitos e deveres também para os usuários, para a defesa dos quais dispõe o particular de todos os meios judiciais comuns (MEIRELLES, 1999).

Toda concessão, portanto, fica submetida a duas categorias de normas: as de natureza regulamentar e as de ordem contratual. As primeiras disciplinam o modo e forma de prestação do serviço; as segundas fixam as condições da remuneração do concessionário; por isso, aquelas são denominadas leis do serviço, e estas, cláusulas econômicas e financeiras. Como leis, aquelas são alteráveis unilateralmente pelo Poder Público segundo as exigências da comunidade; como cláusulas contratuais, estas são fixas, só podendo ser modificadas por acordo das partes (MEIRELLES, 1999).

As dúvidas oriundas dos contratos de concessão, devem ser decididas e em favor do consumidor ou do interesse público, tal é a regra universalmente ensinada em matéria de concessão, sobre coisa ou serviço público.

Nesse sentido, as normas legais expedidas pela ANEEL, no que couber, são supervenientes aos contratos de concessão. No entanto, para as concessionárias com contrato de concessão já formalizados, no tocante às cláusulas propriamente contratuais, estas não podem ser alteradas de forma unilateral e devem ser processadas bilateralmente, por meio de termos aditivos.

Diferentemente ocorre nas chamadas cláusulas regulamentares que são modificáveis unilateralmente pelo Poder Concedente, em razão de configurarem os diversos aspectos do próprio atendimento da necessidade pública em função da qual se tornou necessária à concessão e, igualmente em razão do interesse público envolvido neste atendimento, interesse este que deve prevalecer sempre sobre o particular.

Por todo o analisado, e independentemente de qual seria a melhor alternativa para a apuração e controle dos indicadores, quer sejam, os previstos nos contratos de concessão das concessionárias distribuidoras do Estado de São Paulo ou na Resolução ANEEL nº 24/2000, entendo que deve-se observar a referida norma legal, a partir de sua edição, o que obrigará essas concessionárias, a submeterem-se a duas formas de controle, ou seja, para os indicadores DEC/FEC e DIC/FIC deve-se aplicar a Resolução nº 24, e para os demais indicadores aplicar as disposições do contrato por elas formalizado, até que sejam editadas Resoluções específicas, quando então se poderá estabelecer um mesmo critério para todas as concessionárias brasileiras.

CAPÍTULO 5

ESTUDO DE CORRELAÇÃO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

5.1 Correlação dos indicadores DIC e FIC com os padrões estabelecidos

Neste item apresenta-se um estudo de correlação entre os valores reais verificados de DIC e FIC de unidades consumidoras de 2 (duas) concessionárias de distribuição com os respectivos padrões estabelecidos na Resolução nº 024/2000.

Para a escolha da concessionária de distribuição a ser analisada, considerou-se o fato da mesma possuir uma área com sistema de atendimento elétrico múltiplo, ou seja, por sistemas do tipo isolado e por sistemas interligados em áreas urbanas e não urbanas.

Nos quadros a seguir, apresentam-se as distribuições de frequência dos indicadores anuais de DIC e FIC reais obtidos da Concessionária Centrais Elétricas Matogrossenses - CEMAT, no ano de 2002, com relação às unidades consumidoras do Grupo A, atendidas em tensão de 13.8 kV ou 34.5 kV:

5.1.1 Conjuntos Urbanos atendidos por Sistema Interligado.

A Tabela 5.1 a seguir demonstra a distribuição de frequência do DIC e FIC relativas às unidades consumidoras do Grupo A (13.8 e 34.5 kV) localizadas em conjuntos urbanos atendido por Sistema Interligado.

Se tomarmos como referência os padrões anuais de DIC e FIC para estes tipos de unidades consumidoras para o ano de 2002 definidos na Resolução nº 024/2000 (DIC = 64 horas/ano e FIC = 56 interrupções/ano) podemos fazer as seguintes considerações:

a) 98,5% (noventa e oito vírgula cinco por cento) das unidades consumidoras apresentaram em 2002, DIC igual ou inferior ao padrão estabelecido para 2002;

b) 96,5% (noventa e seis vírgula cinco por cento) das unidades consumidoras apresentaram em 2002, FIC igual ou inferior ao padrão estabelecido para 2002.

O resultado acima demonstra uma perfeita correlação entre os padrões fixados na Resolução e o desempenho apresentado pelo sistema de distribuição da Concessionária CEMAT, pois menos de 5% das unidades consumidoras ficaram fora dos padrões estabelecidos.

Tabela 5.1 - Conjuntos Urbanos Atendidos por Sistema Interligado

DIC			FIC		
Valores	Freqüência	% cumulativo	Valores	Freqüência	% cumulativo
0-10	793	49,59%	0-10	603	37,71%
10-20	368	72,61%	10-20	370	60,85%
20-30	226	86,74%	20-30	275	78,05%
30-40	119	94,18%	30-40	201	90,62%
40-50	46	97,06%	40-50	94	96,50%
50-64	23	98,50%	50-64	2	96,62%
64-70	4	98,75%	64-70	16	97,62%
70-80	5	99,06%	70-80	2	97,75%
80-90	5	99,37%	80-90	13	98,56%
90-100	4	99,62%	90-100	6	98,94%
100-110	1	99,69%	100-110	2	99,06%
110-120	0	99,69%	110-120	1	99,12%
120-130	1	99,75%	120-130	1	99,19%
130-140	2	99,87%	130-140	0	99,19%
140-150	1	99,94%	140-150	1	99,25%
Mais 150	1	100,00%	Mais 150	12	100,00%

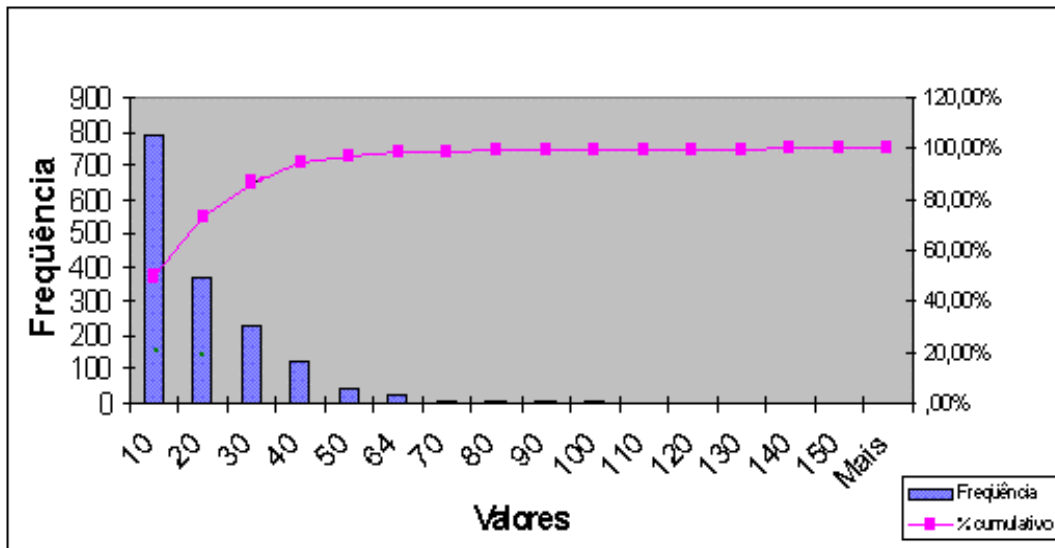


Figura 5.1- Distribuição de Frequências do DIC - Conjuntos Urbanos Interligados

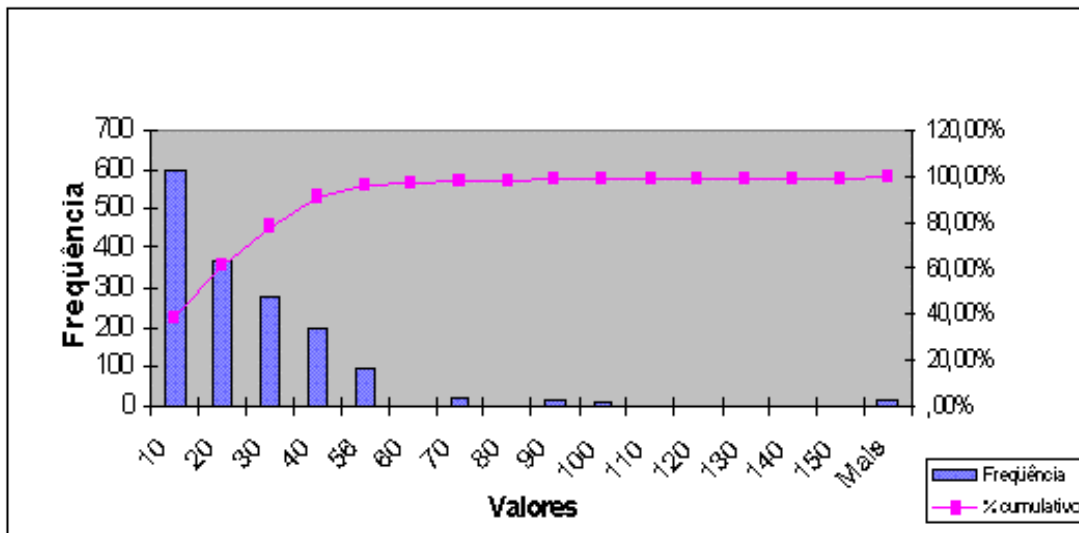


Figura 5.2 - Distribuição de Frequências do FIC – Conjuntos Urbanos Interligados

5.1.2 Conjuntos Não Urbanos atendidos por Sistema Interligado

A Tabela 5.2 a seguir demonstra a distribuição de frequência do DIC e FIC relativa as unidades consumidoras do Grupo A (13.8 e 34.5 kV) localizadas em conjuntos não urbanos atendidos por sistema interligado.

Se tomarmos como referência os padrões anuais de DIC e FIC para estes tipos de unidades consumidoras para o ano de 2002 definidos na Resolução nº 024/2000 (DIC = 64 horas/ano e FIC = 56 interrupções/ano) podemos fazer as seguintes considerações:

a) 96,37% (noventa e seis vírgula trinta e sete por cento) das unidades consumidoras apresentaram em 2002, DIC igual ou inferior ao padrão estabelecido; e

b) 89,93% (oitenta e nove vírgula noventa e três por cento) das unidades consumidoras apresentaram em 2002, FIC igual ou inferior ao padrão estabelecido.

O resultado acima demonstra, especificamente para o indicador FIC, a existência de uma baixa correlação entre os padrões fixados na Resolução e o desempenho apresentado pelo sistema de distribuição da Concessionária CEMAT

Tabela 5.2 - Conjuntos Não Urbanos Atendidos por Sistemas Interligados

DIC		
Valores	Frequência	% cumulativo
0-10	65	10,73%
10-20	94	26,24%
20-30	152	51,32%
30-40	94	66,83%
40-50	69	78,22%
50-64	53	86,96%
64-70	17	89,77%
70-80	17	92,57%
80-90	17	95,38%
90-100	6	96,37%
100-110	6	97,36%
110-120	5	98,18%
120-130	3	98,68%
130-140	0	98,68%
140-150	1	98,84%
Mais 150	7	100,00%

FIC		
Valores	Frequência	% cumulativo
0-10	46	7,59%
10-20	80	20,79%
20-30	117	40,10%
30-40	154	65,51%
40-50	91	80,53%
50-64	14	82,84%
64-70	29	87,62%
70-80	14	89,93%
80-90	24	93,89%
90-100	2	94,22%
100-110	10	95,87%
110-120	6	96,86%
120-130	1	97,03%
130-140	1	97,19%
140-150	6	98,18%
Mais 150	11	100,00%

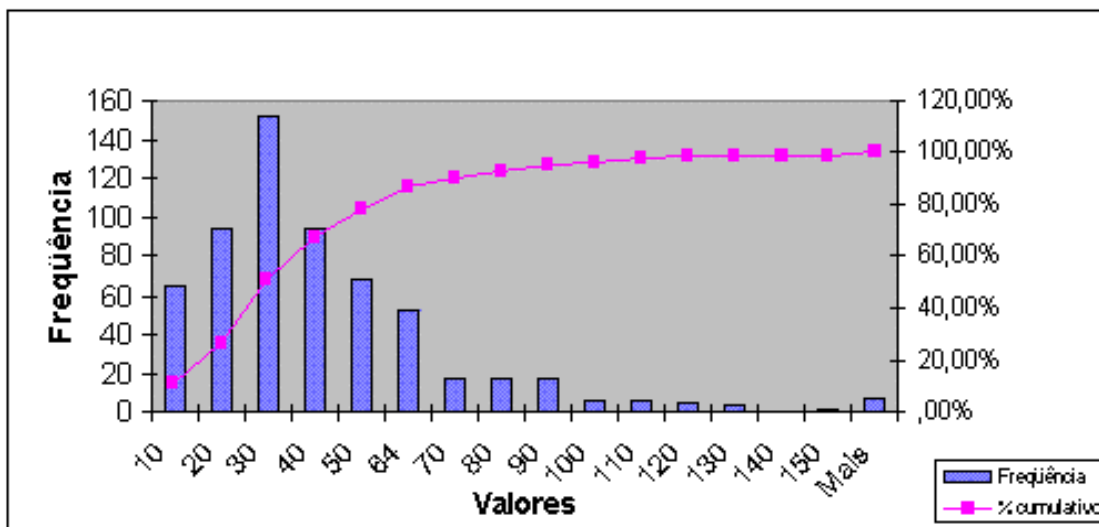


Figura 5.3 - Distribuição de Frequências do DIC – Conjuntos Não Urbanos

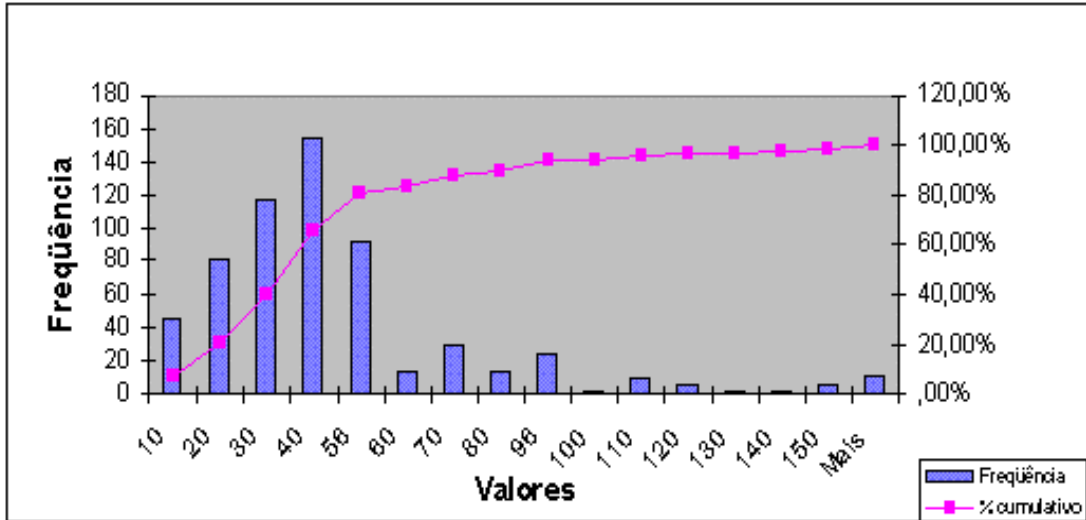


Figura 5.4 - Distribuição de Frequências do FIC – Conjuntos Não Urbanos

5.1.3 Conjuntos atendidos por Sistema Isolado

A Tabela 5.3 a seguir demonstra a distribuição de frequência do DIC e FIC relativas as unidades consumidoras do Grupo A (13.8 ou 34.5 kV) localizadas em conjuntos urbanos ou não urbanos atendidos por sistema isolado.

Se tomarmos como referência os padrões anuais de DIC e FIC para estes tipos de unidades consumidoras para o ano de 2002 definidos na Resolução nº 024/200 (DIC = 64 horas/ano e FIC = 56 interrupções/ano) podemos fazer as seguintes considerações:

- a) 100% (cem por cento) das unidades consumidoras apresentaram em 2002, DIC igual ou inferior ao padrão estabelecido; e
- b) 53,19% (cinquenta e três virgula dezenove por cento) das unidades consumidoras apresentaram em 2002, FIC igual ou inferior ao padrão estabelecido.

Os números acima demonstram, mais uma vez, que não existe uma adequada correlação entre os padrões do indicador FIC fixados para essas unidades consumidoras deste tipo de conjunto com os valores reais obtidos.

O sistema isolado é constituído por pequenas usinas hídricas ou térmicas que atendem áreas pioneiras e em muitos casos por meio de usinas particulares com limitações técnicas que inviabilizam o fornecimento nos padrões de continuidade que a Resolução nº 024 estabelece.

Observa-se que neste tipo de atendimento, o índice crítico é o FIC, que está associado à instabilidade característica deste tipo de sistema cuja geração é constituída de pequenas máquinas de baixa confiabilidade, apresentando muitas falhas e alto consumo específico.

Tabela 5.3 - Conjuntos Urbanos e Não Urbanos atendidos por Sistemas Isolados

DIC		
Valores	Frequência	% cumulativo
0-10	22	15,60%
10-20	21	30,50%
20-30	20	44,68%
30-40	26	63,12%
40-50	18	75,89%
50-64	19	89,36%
64-70	13	98,58%
70-80	2	100,00%
80-90	0	100,00%
90-100	0	100,00%
100-110	0	100,00%
110-120	0	100,00%
120-130	0	100,00%
130-140	0	100,00%
140-150	0	100,00%
Mais 150	0	100,00%

FIC		
Valores	Frequência	% cumulativo
0-10	18	12,77%
10-20	5	16,31%
20-30	6	20,57%
30-40	15	31,21%
40-50	17	43,26%
50-64	2	44,68%
64-70	5	48,23%
70-80	7	53,19%
80-90	2	54,61%
90-100	12	63,12%
100-110	1	63,83%
110-120	3	65,96%
120-130	24	82,98%
130-140	7	87,94%
140-150	0	87,94%
Mais 150	17	100,00%

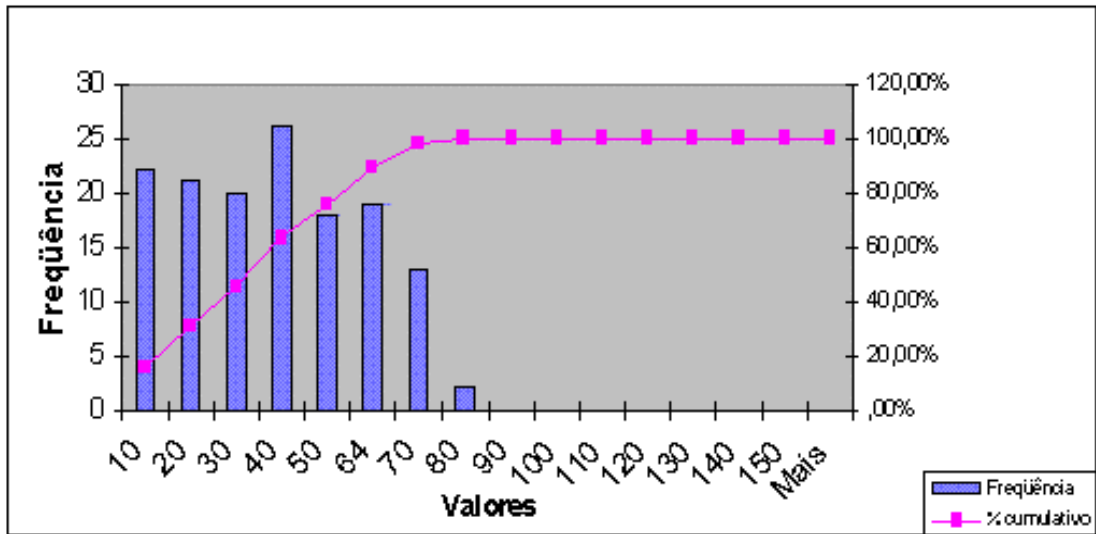


Figura 5.5 - Distribuição de Frequências do DIC – Conjuntos Isolados

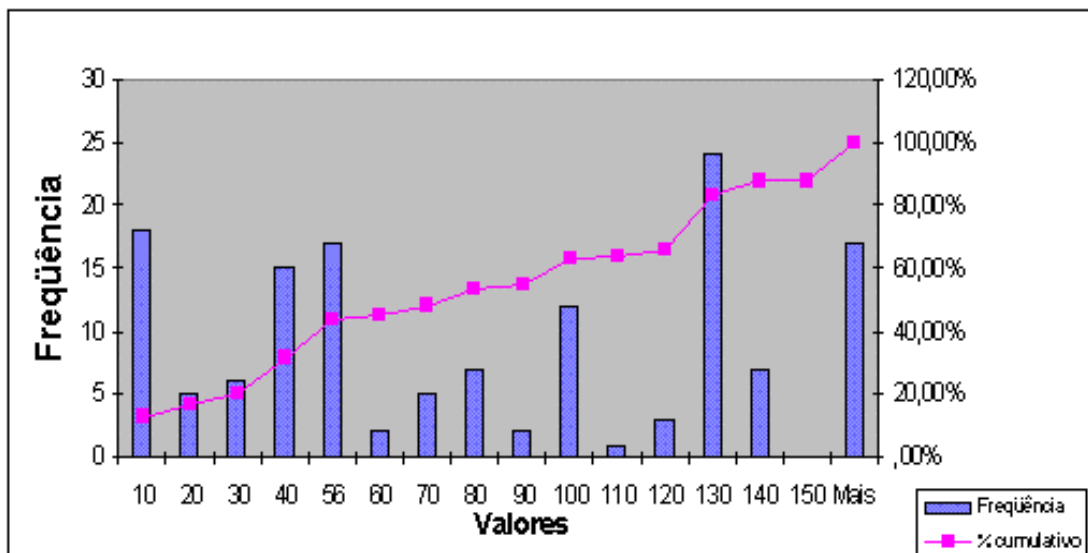


Figura 5.6 - Distribuição de Frequências do FIC - Conjuntos Isolados

5.1.4 Conjuntos Isolados ou não urbanos atendidos por sistema interligado.

Esta situação consiste do agrupamento dos casos 2 e 3 descritos anteriormente.

Efetuada análise de forma semelhante aos 02 itens anteriores pode-se fazer as seguintes considerações:

a) 97,05% (noventa e sete virgula zero cinco por cento) das unidades consumidoras apresentaram para o ano de 2002, DIC igual ou inferior ao padrão estabelecido na Resolução nº 024/2000; e

b) Apenas 75,64% (setenta e cinco virgula sessenta e quatro por cento) das unidades consumidoras apresentaram para o ano de 2002, FIC igual ou inferior ao padrão estabelecido na Resolução nº 024/2000.

Se considerarmos como padrões de DIC e FIC para o ano de 2002 os valores de DIC = 120 horas/ano e FIC = 96 interrupções/ano teríamos a seguinte situação:

a) 98,53% (noventa e oito virgula cinqüenta e três por cento) das unidades consumidoras apresentaram em 2002, DIC igual ou inferior ao padrão estabelecido; e

b) 87,95% (oitenta e sete virgula noventa e cinco por cento) das unidades consumidoras apresentaram em 2002, FIC igual ou inferior ao padrão estabelecido.

Os números acima indicam que para efeito de estabelecimento de padrões os dois tipos de conjuntos possuem características semelhantes e poderiam, portanto, apresentarem os mesmos valores de padrões.

Tabela 5.4 - Conjuntos Não Urbanos Interligados e Conjuntos Isolados

DIC		
Valores	Frequência	% cumulativo
0-10	87	11,65%
10-20	115	27,04%
20-30	172	50,07%
30-40	120	66,13%
40-50	87	77,78%
50-64	72	87,42%
64-70	30	91,43%
70-80	19	93,98%
80-90	17	96,25%
90-100	6	97,05%
100-110	6	97,86%
110-120	5	98,53%
120-130	3	98,93%
130-140	0	98,93%
140-150	1	99,06%
Mais 150	7	100,00%

FIC		
Valores	Frequência	% cumulativo
0-10	64	8,57%
10-20	85	19,95%
20-30	123	36,41%
30-40	169	59,04%
40-50	108	73,49%
50-64	16	75,64%
64-70	34	80,19%
70-80	21	83,00%
80-90	37	87,95%
90-100	3	88,35%
100-110	11	89,83%
110-120	9	91,03%
120-130	25	94,38%
130-140	8	95,45%
140-150	6	96,25%
Mais 150	28	100,00%

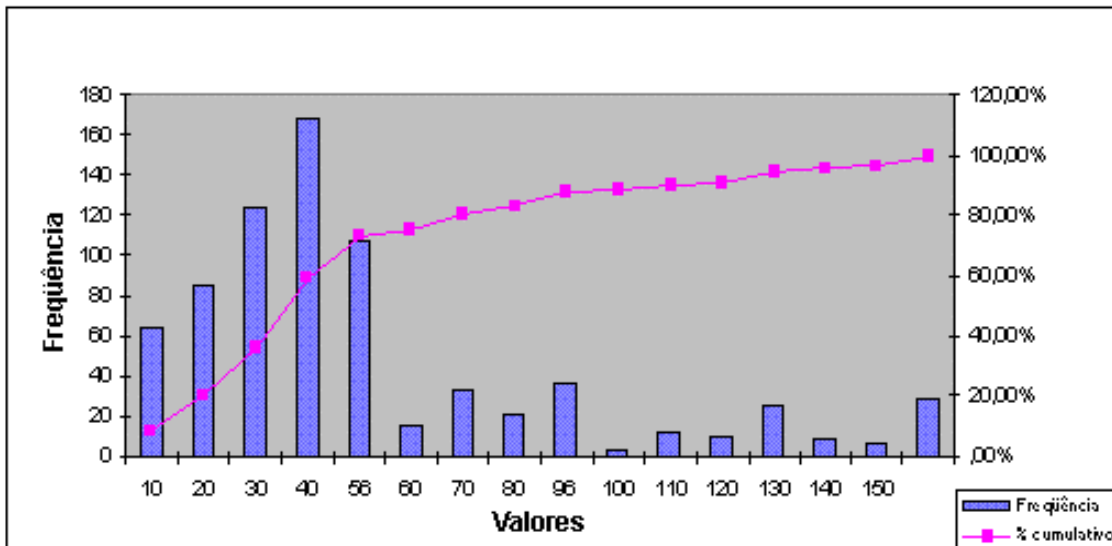


Figura 5.7 – Distribuição de Frequências – Conjuntos Isolados e Conjuntos Não urbanos

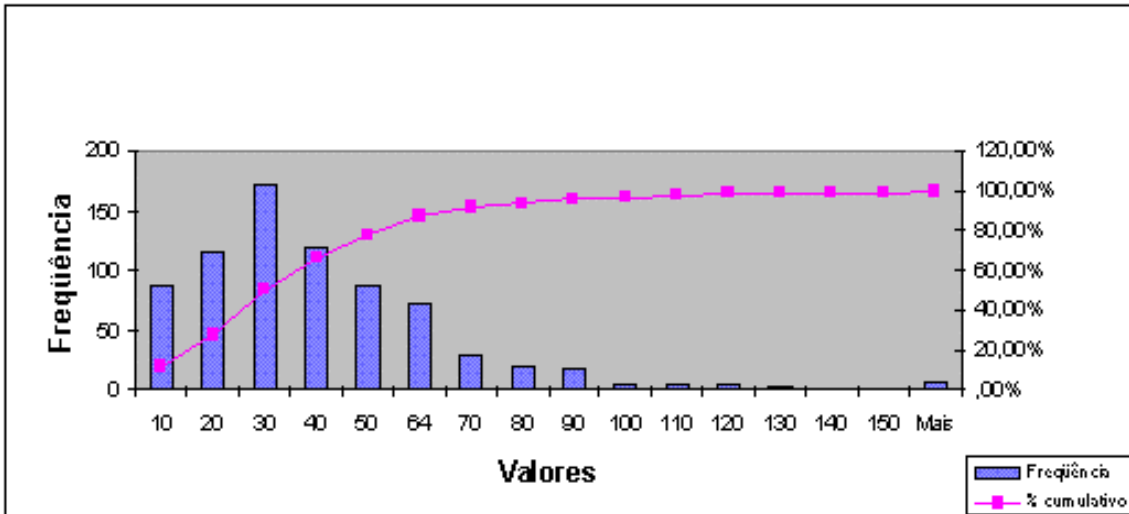


Figura 5.8 – Distribuição de Frequências – Conjuntos Isolados e Conjuntos Não Urbanos Interligados

Para a realização de simulações com dados da segunda concessionária, considerou-se o fato da mesma ser de grande porte, apresentando um grande volume de interrupções em seu sistema, o que permitiu uma análise mais complexa.

Os registros das interrupções para a construção dos histogramas de frequência foram obtidos do Banco de Dados do CONINT – Sistema Computacional que apura na concessionária Centrais Elétricas de Minas Gerais - CEMIG, os dados das interrupções ocorridas no sistema geral de distribuição.

Foram consideradas na análise as interrupções com duração igual ou superior a 3 minutos, conforme determina a legislação. Todas as interrupções foram classificadas concomitantemente por conjunto, tipos de rede e tipos de trecho. Dessa forma, as tabelas dos tempos de interrupções foram classificadas como:

- Interrupções na Baixa Tensão em área urbana por conjunto;
- Interrupções na Baixa Tensão em área rural por conjunto;
- Interrupções na Média Tensão em área urbana por conjunto;
- Interrupções na Média Tensão em área rural por conjunto;
- Interrupções na Alta Tensão por conjunto; e
- Interrupções no Sistema Subterrâneo.

Inicialmente foram definidas curvas de frequência relativas e acumuladas percentuais para todos os conjuntos, considerando todas as interrupções dos anos de 2001 e 2002. Entretanto, visando facilitar a visualização dos dados das amostras daqueles conjuntos de maior porte, os tempos de interrupção foram agrupados segundo classe, com intervalos de duração para as interrupções iguais a 30 minutos. Portanto, cada barra nos gráficos abaixo equivale a intervalo de 30 minutos. Ou seja, a primeira barra de cada histograma soma as interrupções acima de 3 minutos até 30 minutos, a segunda barra soma as interrupções cujas durações são de 31 minutos até 60 minutos, e assim por diante.

Para comparar os atuais padrões de DIC estabelecidos na Resolução nº 024/2000, foram utilizados os dados nos histogramas de frequências acumulados nos pontos T50, T95, T98, T99 e os valores referentes à meta.

Para auxiliar as interpretações dos histogramas de frequência e análise dos dados, foram destacados os pontos de cruzamento na curva de frequência acumulada de até 50%, 90%, 95%, 98% e 99%, destacadas ao lado de cada histograma.

Apresentam-se abaixo os gráficos de distribuição de frequência acumulada para os consumidores do sistema CEMIG nos anos de 2001 e 2002.

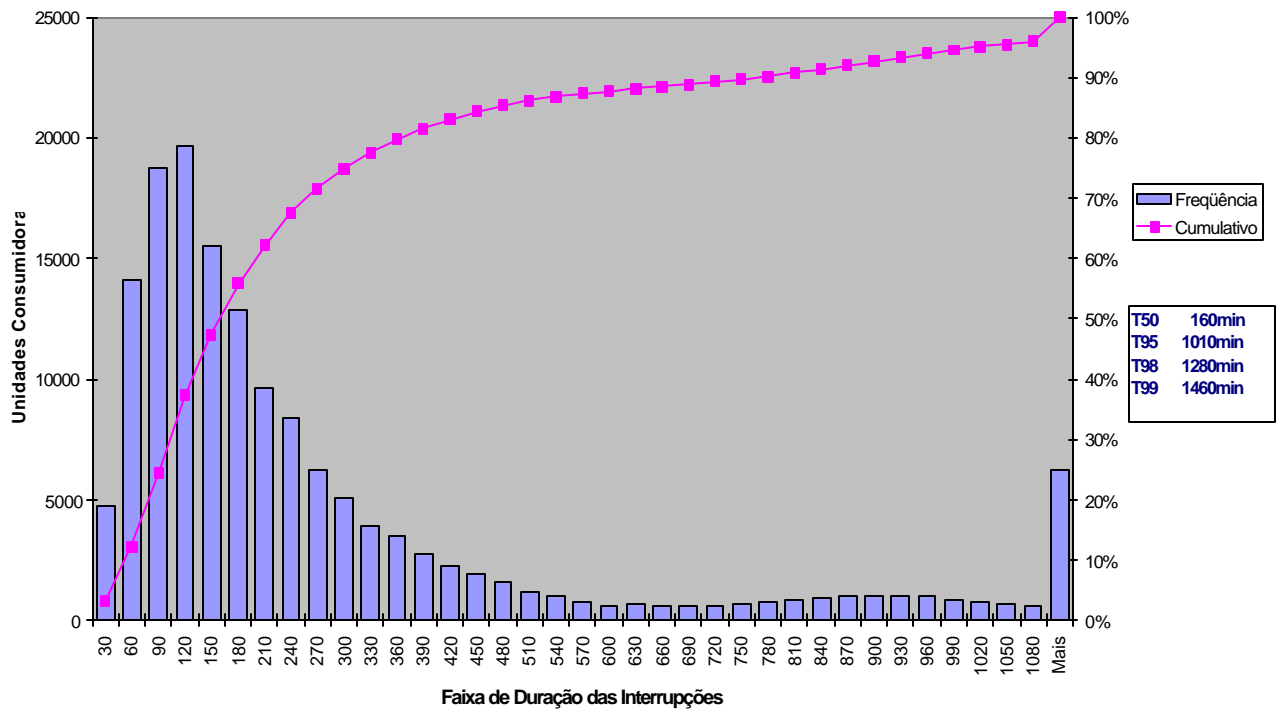


Figura 5.9 – Interrupções no Sistema CEMIG BT Rural (ano: 2001)

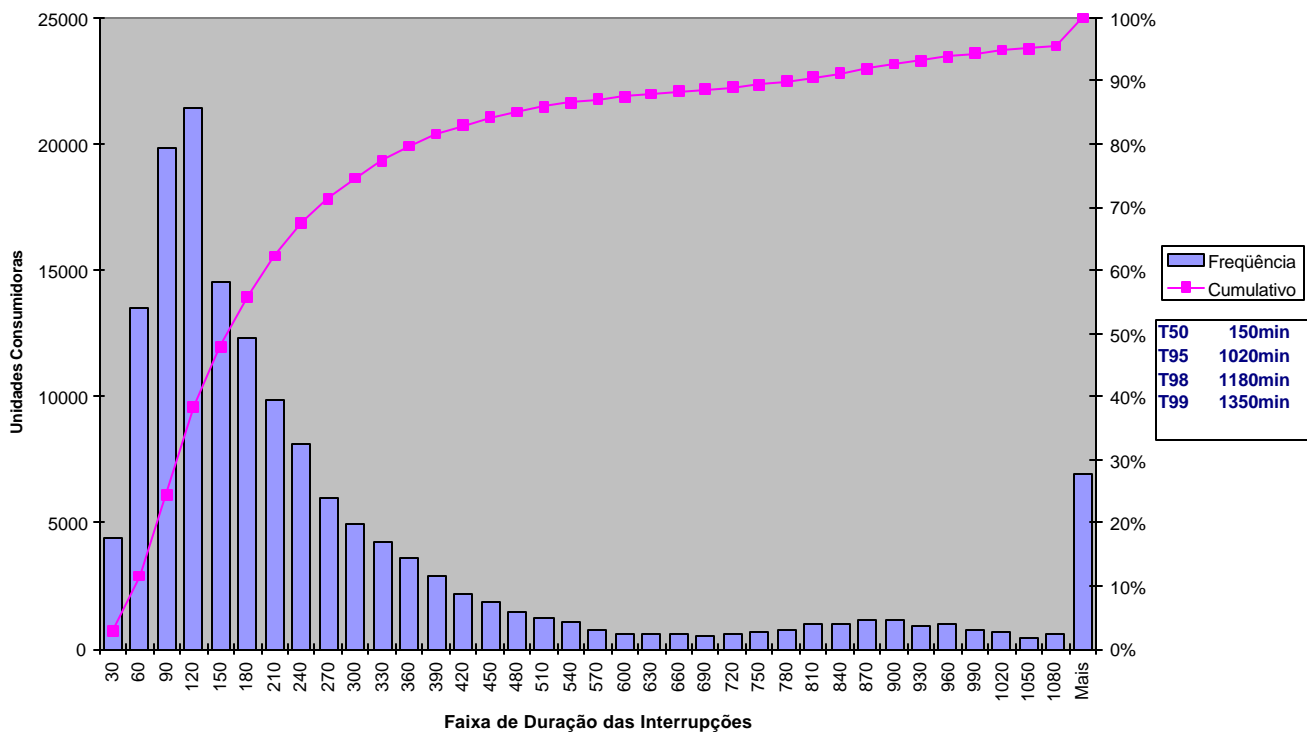


Figura 5.10 – Interrupções no Sistema CEMIG BT Rural (ano: 2002)

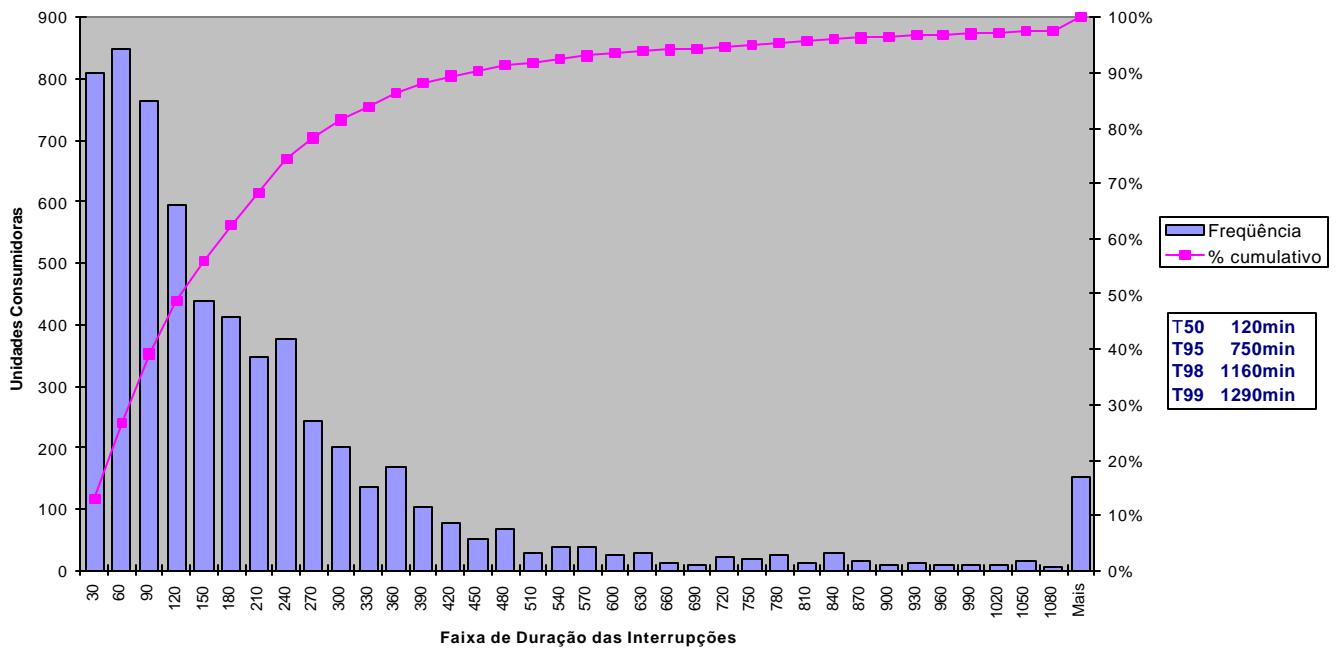


Figura 5.11 – Interrupções no Sistema CEMIG MT Rural (ano: 2001)

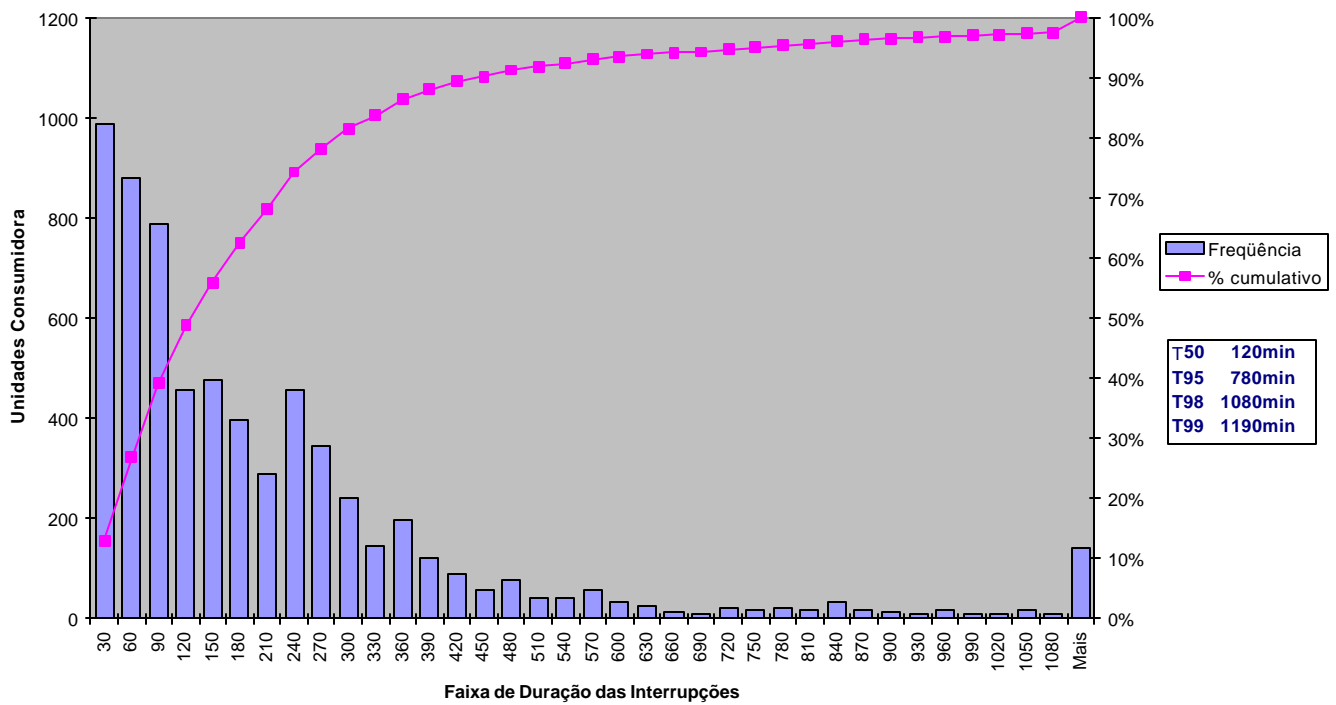


Figura 5.12 – Interrupções no Sistema CEMIG MT Rural (ano: 2002)

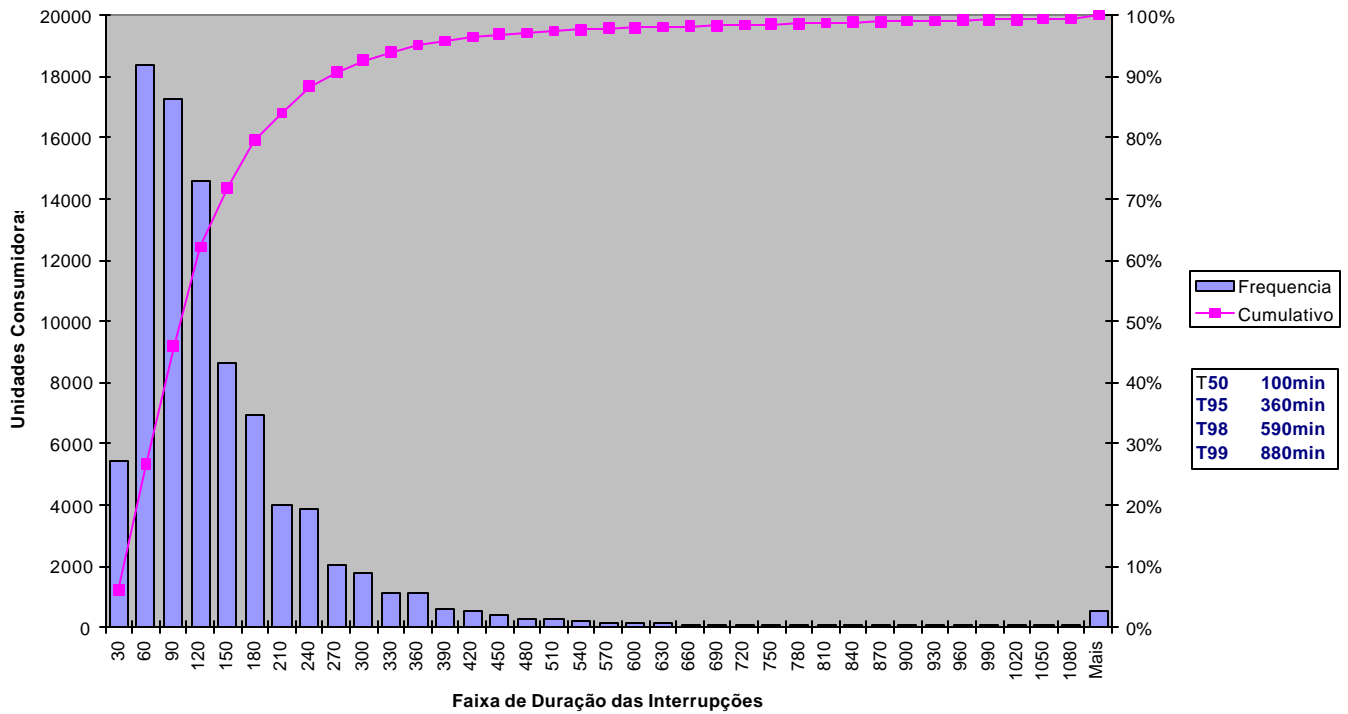


Figura 5.13 – Interrupções no Sistema CEMIG BT Urbano (ano: 2001)

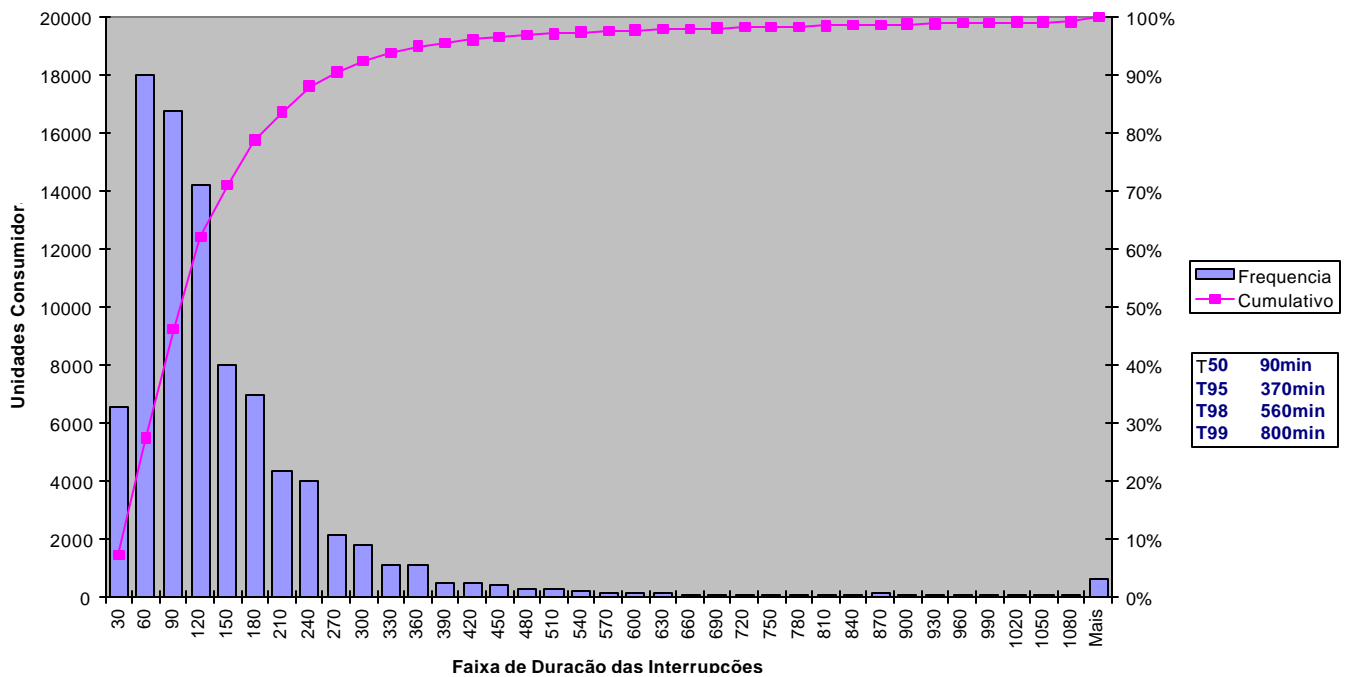


Figura 5.14 – Interrupções no Sistema CEMIG BT Urbano (ano: 2002)

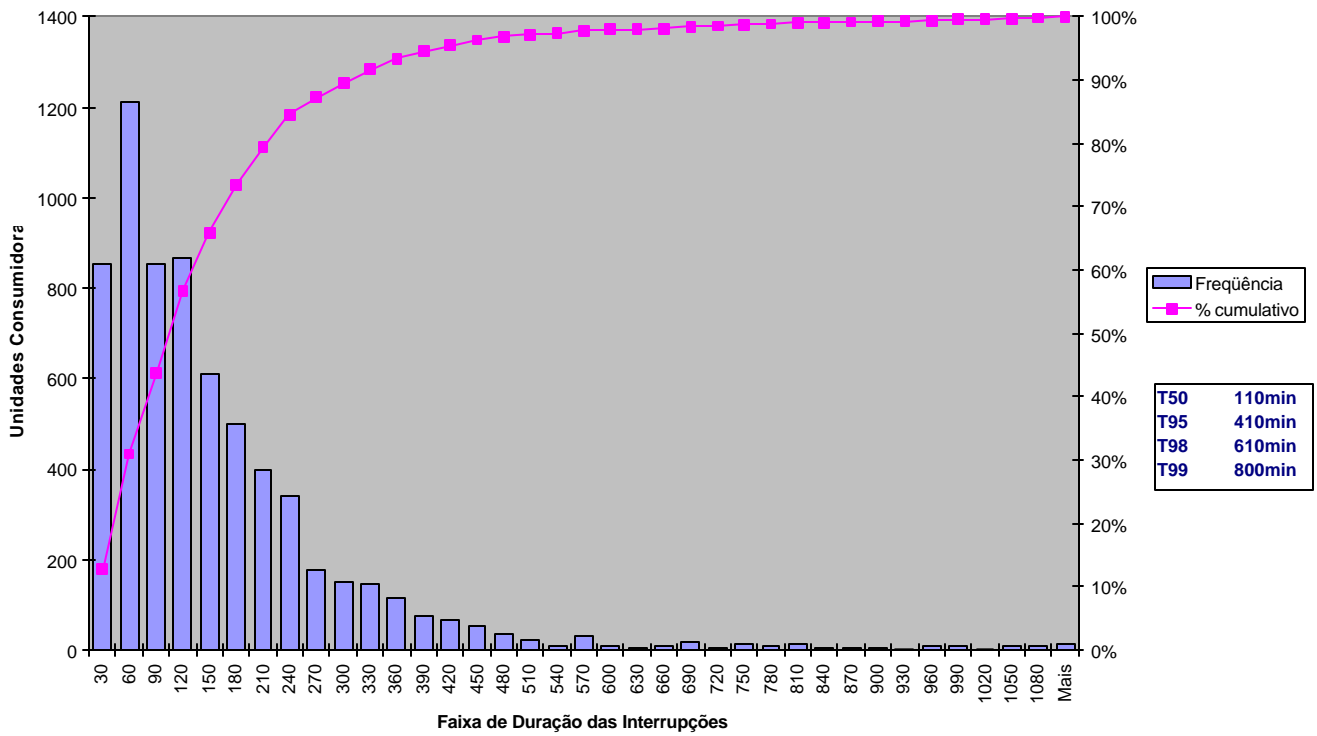


Figura 5.15 – Interrupções no Sistema CEMIG MT Urbano (ano: 2001)

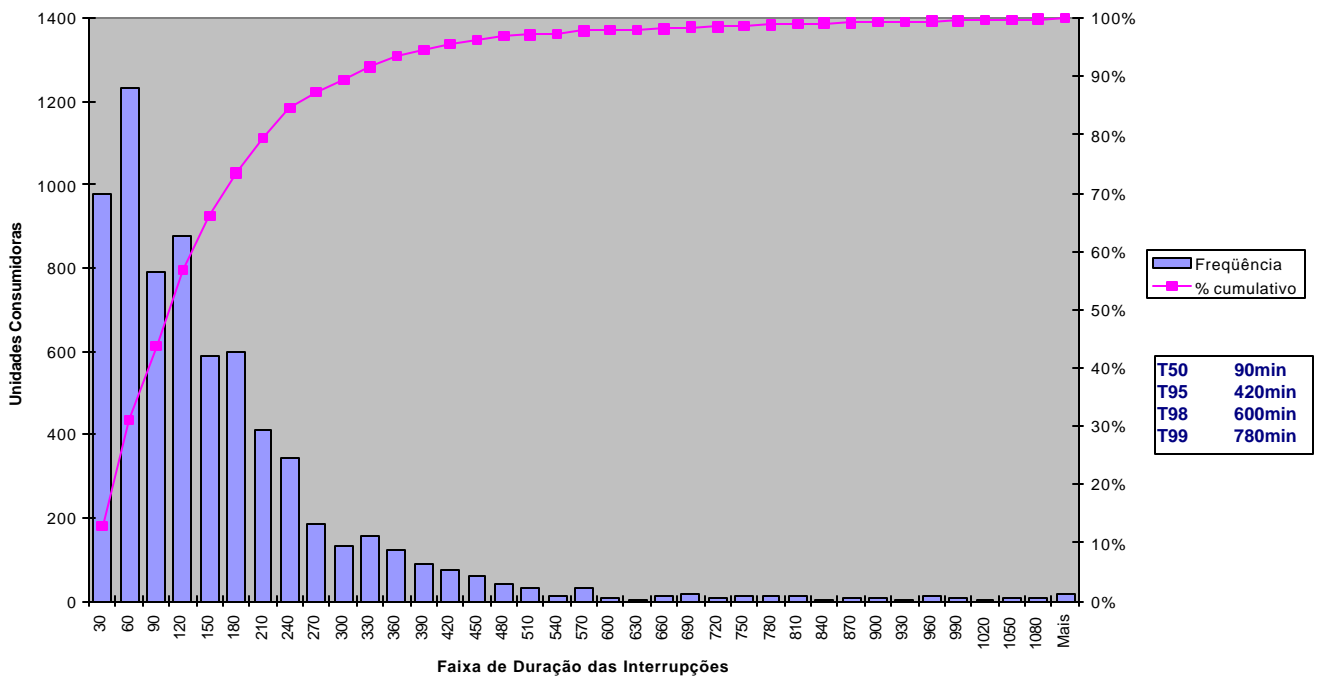


Figura 5.16 – Interrupções no Sistema CEMIG MT Urbano (ano: 2002)

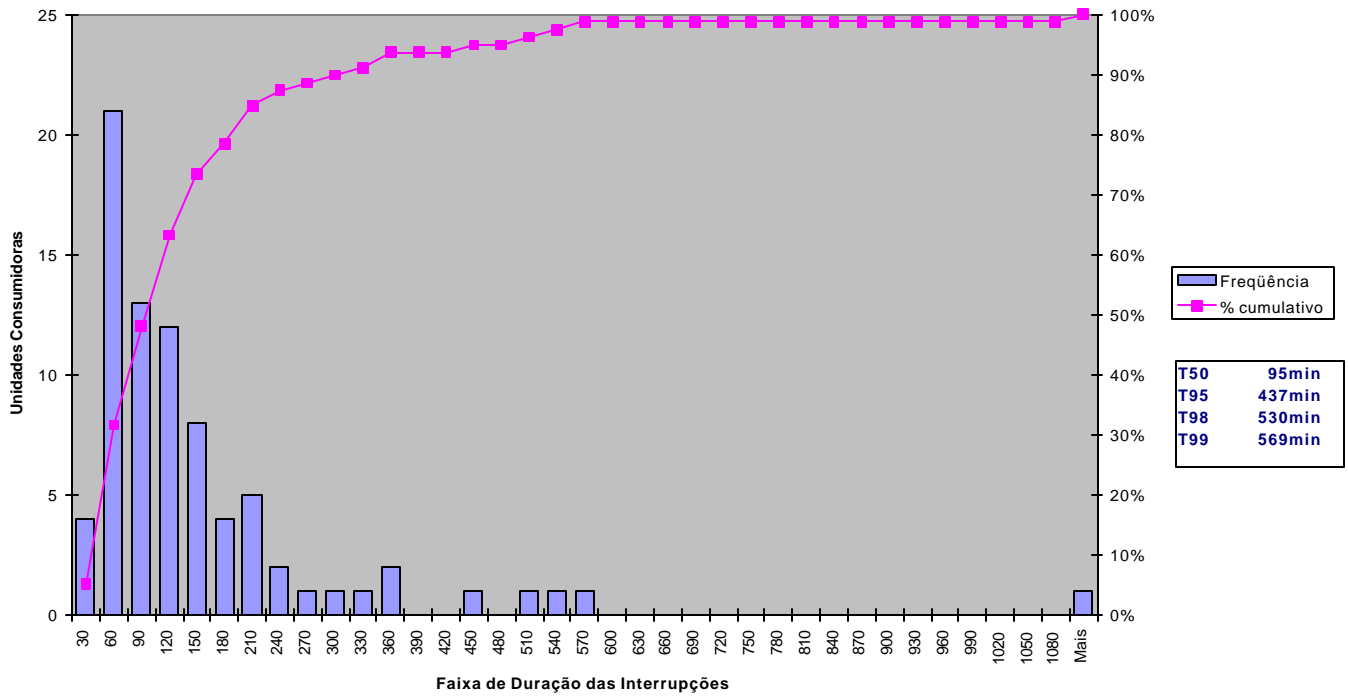


Figura 5.17 – Interrupções no Sistema CEMIG Subterrâneo (ano: 2001)

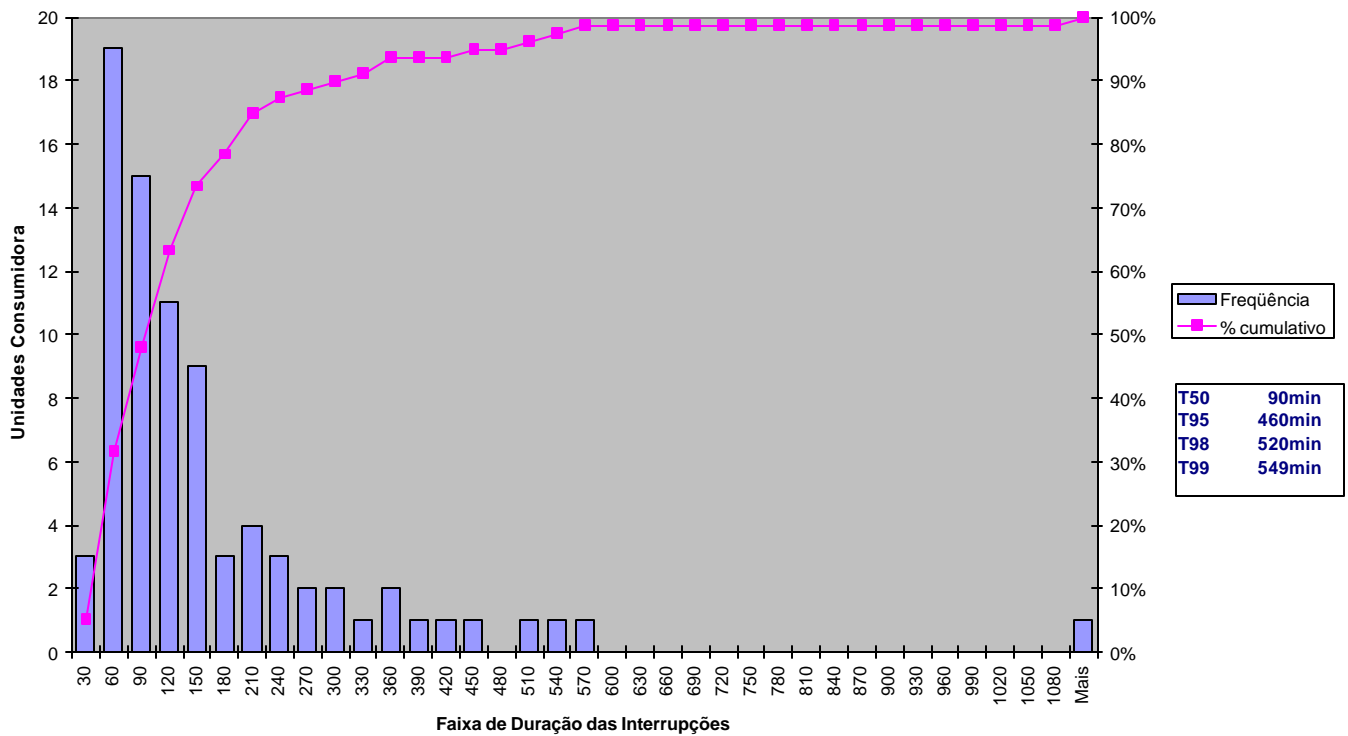


Figura 5.18 – Interrupções no Sistema CEMIG Subterrâneo (ano: 2002)

Analisando-se o comportamento da distribuição de frequência das interrupções no sistema CEMIG relativas aos anos de 2001 e 2002 conforme gráficos apresentados acima e considerando-se um corte de 98% (noventa e oito por cento) na curva acumulada, podemos construir a seguinte tabela:

Tabela 5.5 – T 98% Sistema CEMIG

Tipo de Sistema	T 98%	
	2001	2002
BT Rural	21,3	19,6
BT Urbano	9,7	9,3
MT Rural	19,3	18
MT Urbano	10	10
Subterrâneo	9	8,7
horas		

Verifica-se pela tabela acima que o desempenho do sistema CEMIG apresentou uma pequena melhora no ano de 2002 com relação ao ano de 2001 no que se refere ao tempo de atendimento, que, por sua vez, está diretamente associado ao DIC.

Se compararmos os valores de T98% verificado no ano de 2002 com os valores dos padrões mais exigentes das Tabelas 2 a 5 da Resolução nº 024/2000, teremos a seguinte situação:

Tabela 5.6 - T 98% Sistema CEMIG X Resolução 024

Tipo de Sistema	T 98%	Padrão DIC (Resolução 024)
BT Rural	19,6	80
BT Urbano	9,3	40
MT Rural	18	50
MT Urbano	10	25
Subterrâneo	8,7	25
horas		

Verifica-se que os padrões estabelecidos nas Tabelas da Resolução nº 024/2000 correlacionando as metas de DEC e/ou FEC com os valores a serem observados de DIC e/ou FIC estão muito dilatados para o caso específico do Sistema CEMIG e com certeza estarão, também, para outras concessionárias com as mesmas características de mercado e de atendimento elétrico da CEMIG.

Sendo assim, o órgão regulador deveria solicitar anualmente das concessionárias a distribuição de frequência das interrupções ocorridas no sistema e com base nos dados definir um limite de corte que poderia iniciar em T 99% reduzindo-se até o limite de T 95% .

Isto permitiria estabelecer, com maior eficácia, os padrões individuais de acordo com o real desempenho técnico-operacional de cada concessionária, ao invés de a própria concessionária propor ao órgão regulador os referidos padrões conforme está estabelecido na Resolução nº 024.

Quando é facultada a própria concessionária propor seus padrões com base nas distribuições de frequência, muitas delas não enviam as propostas, pois as Tabelas de padrões da Resolução nº 024/2000 atendem com bastante folga o desempenho de seus sistemas.

5.2 Discussão sobre a correlação entre o nível de desempenho operacional e nível tarifário

Durante o processo de revisão das tarifas de energia elétrica das concessionárias distribuidoras no ano de 2003, onde 17 concessionárias fizeram parte, a ANEEL introduziu o conceito de “Empresa Modelo”, ou “Empresa de Referência”. A Empresa Modelo estabelece um modelo (*Benchmark*) de máxima eficiência operacional para os processos e atividades que devem ser desempenhados por uma concessionária de distribuição, definindo o nível ótimo de custos eficientes para uma dada área de concessão. Assim, a Empresa modelo tem a missão de fornecer eficientemente o serviço elétrico aos clientes em sua área de concessão, executando atividades básicas de distribuição e comercialização, considerando o estrito cumprimento dos requisitos de qualidade do produto oferecido e do serviço prestado estabelecidos nos regulamentos vigentes.

No referido modelo, foi definido que as tarifas máximas a serem cobradas dos clientes devem assegurar um adequado retorno sobre o capital investido. Termos tais como qualidade do produto e qualidade do serviço são então relacionados a definições de custos operacionais adequados e valores de tarifas máximos.

A fim de demonstrar que os parâmetros qualidade e custos estão intimamente correlacionados, uma vez definido um valor para a tarifa de energia associado à máxima eficiência operacional desejada, devem também estar automaticamente definidos os níveis máximos de desempenho operacional possível medido por meio dos padrões dos indicadores DEC e FEC de determinada área de concessão de uma empresa.

Em grande parte das concessionárias distribuidoras atendidas pelo Sistema Interligado Nacional, pode-se admitir que as interrupções de origem externa bem como aquelas que têm origem no sistema de alta tensão têm pouca participação nos resultados finais dos indicadores DEC e FEC. Da mesma forma, pode ser considerada, também, pequena a participação das

interrupções com origem nos circuitos de baixa tensão (transformadores e circuitos).

Propõe-se então, desta forma, definir uma abordagem matemática a fim de correlacionar o índice de desempenho operacional, associado ao DEC e FEC acidentais de média tensão de uma concessionária distribuidora e seu respectivo nível tarifário, por meio de um modelo matemático equivalente a seguir apresentado.

Os indicadores DEC e FEC são expressos pelas seguintes fórmulas:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)xt(i)}{Cc} \quad (5.9)$$

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc} \quad (5.10)$$

A proposta parte da análise do FEC, sendo a seguir estendida para o DEC, visto que o FEC existe anteriormente ao DEC. Ou seja, só existe DEC devido a existência anterior de uma interrupção que incrementa o FEC.

Portanto, partindo-se da definição de FEC onde o numerador corresponde a soma das unidades consumidoras atingidas por uma ou mais interrupções, este somatório poderá ser descrito então pela soma das unidades consumidoras atingidas desde a primeira até a *i*-ésima interrupção verificada no período de observação, ou seja:

$$\sum_{i=1}^k Ca(i) = (Ca1 + Ca2 + Ca3 + \dots + Cak) \quad (5.11)$$

Substituindo a fórmula anterior na fórmula do FEC (5.10), o FEC passa a ser escrito como:

$$FEC = \frac{(Ca1 + Ca2 + Ca3 + \dots + Cak)}{Cc} \quad (5.12)$$

Em uma fração não há alteração quando se multiplica o numerador e o denominador por uma constante. Na equação acima, este multiplicador será a Frequência Simples de Interrupções (número de ocorrências verificadas no período de observação), definido como “F”:

$$FEC = \frac{F}{F} \times \frac{Ca1 + Ca2 + Ca3 + \dots + Cak}{Cc} \quad (5.13)$$

Sendo o número médio de unidades consumidoras atingidas por k interrupções representado pela seguinte parcela:

$$Ca_M = \frac{Ca1 + Ca2 + Ca3 + \dots + Cak}{F} \quad (5.14)$$

Dessa forma, o FEC poderá ser escrito como:

$$FEC = \frac{F \times Ca_M}{Cc} \quad (5.15)$$

Admitindo-se que a taxa de falhas “ λ ” é um dado relacionado ao tipo de rede, sendo definido pela tecnologia utilizada, o mesmo pode ser escrito como:

$$I = \frac{F}{km} \quad (5.16)$$

onde:

F é a frequência simples de ocorrências em um determinado período de observação; e

Km é a extensão total de tronco de rede da concessionária.

Pode-se definir então a Frequência Simples das ocorrências tal como:

$$F = I \times km \quad (5.17)$$

Substituindo-se em (5.15), o FEC passa a ser escrito como:

$$FEC = \frac{I \times km \times Ca_M}{Cc} \quad (5.18)$$

Admitindo-se que as unidades consumidoras distribuam-se de maneira uniforme entre os circuitos de uma dada concessionária, isto é, os circuitos são semelhantes e cada um tem, em média, o mesmo número de unidades consumidoras, expresso por Ca_M unidades consumidoras, pode-se dizer que o número total de unidades consumidoras, Cc , poderia ser expresso pelo produto entre o número médio de unidades consumidoras por alimentador multiplicado pelo número de alimentadores da concessionária:

$$Cc = N \times Ca_M \quad (5.19)$$

onde:

N é o número de circuitos em uma determinada área de concessão.

Então o FEC agora passa a ser definido como abaixo:

$$FEC = \frac{I \times Ca_M \times km}{N \times \bar{Ca}} \quad (5.20)$$

Finalmente, verifica-se que o FEC pode ser escrito somente em relação a parâmetros físicos da rede e inteiramente relacionados ao sistema, de tal forma que:

$$FEC = I \times \frac{km}{N} \quad (5.21)$$

O parâmetro km/N será denominado de “Quantidade de Sistema” e depende fundamentalmente da densidade de carga da área de concessão e de algumas escolhas técnicas de planejamento e projeto, tais como os níveis de tensão da rede de alta e média tensão.

Em relação ao DEC, considerando a sua definição anterior, verifica-se ser possível correlacionar DEC e FEC pela seguinte fórmula:

$$DEC = FEC \times t_M \quad (5.22)$$

Nesta expressão, o “tempo médio” expresso por t_M pode ser representado pelo TMA – Tempo Médio de Atendimento Emergencial, admitindo-se que cada interrupção dura “TMA” minutos até seu completo restabelecimento. Assim, a fórmula do DEC torna-se:

$$DEC = TMA \times I \times \frac{km}{N} \quad (5.23)$$

O “ λ ” é um parâmetro típico para uma determinada tecnologia de rede, ou seja, o tipo de rede adotada (aérea, nua, convencional, protegida, isolada, subterrânea etc) e o nível de tensão de operação.

O parâmetro “ km/N ” está diretamente relacionado à área de concessão da empresa, sendo um parâmetro físico, que depende fundamentalmente da densidade de carga e de algumas escolhas técnicas de planejamento e projeto, tais como os níveis de tensão da rede. Estas escolhas definem a extensão e o carregamento médio por alimentador para uma dada área de concessão, definindo, por consequência, o nível de investimentos da concessionária. Empresas com elevadas densidades de carga tendem a Ter menor Quantidade de Sistema por cliente atendido do que aquelas com baixas densidades de carga.

Uma análise das equações anteriormente apresentadas indica que, para uma mesma área de concessão, quanto maior o N , ou seja, quanto mais saídas de alimentadores em subestações, melhores deverão ser os indicadores de continuidade DEC e FEC. Esta afirmação equivale a dizer que menor a área de influência dos alimentadores, resultando em alimentadores menos expostos e conseqüentemente num número menor de unidades consumidoras por alimentador, ou seja, menos unidades consumidoras interrompidas a cada falha.

Uma consideração de extrema importância é de que a Quantidade de Sistema é um parâmetro já otimizado para cada área de concessão. Isto ocorre porque os critérios de planejamento e de uso dos ativos tendem a ser equivalentes entre as empresas, de forma a conduzir a menores investimentos possíveis e necessários a fim de alcançar os índices de qualidade (continuidade e conformidade) definidos pelo agente regulador como “investimentos prudentes”.

Desta forma, pode-se concluir que áreas de concessão diferentes exigem Quantidades de Sistema diferentes, ou seja, cada concessionária deverá praticar níveis diferenciados de investimentos para atender aos seus respectivos mercados, sendo estes níveis definidos pelas características do próprio mercado (demografia, nível de atividade econômica etc). Portanto, este parâmetro será diferente por concessionária e se traduz em investimentos.

O parâmetro “TMA” depende basicamente da logística de quantidade e de distribuição de equipes, definida pela empresa, no sentido de melhorar o item atendimento. Está associado ainda ao nível de disponibilidade de recursos de automação e de comunicação da empresa, ou seja, da disponibilidade tecnológica para atender prontamente as reclamações dos clientes. É um parâmetro que varia por empresa e se traduz diretamente em custos.

Uma consideração importante é que as empresa definem como investimentos os recursos alocados para a implantação de sistemas de automação e de comunicação. Entretanto, a análise apresentada pela ANEEL por ocasião da discussão da Empresa modelo alocou os destinados à automação e comunicações operacionais como custos anuais (despesas), visto que os custos de manutenção superam em muito os custos de implantação.

Essa análise conduz à demonstração matemática de um conceito intuitivamente de fácil aceitação: o nível de qualidade das concessionárias está diretamente relacionado aos níveis de investimentos e de despesas das mesmas, admitidos custos eficientes e investimentos prudentes.

Adicionalmente, conclui-se que os níveis de qualidade dependem diretamente dos seguintes fatores:

- a) Tecnologia escolhida pelas empresas para a construção do sistema elétrico que atenderá uma determinada região (por meio da taxa de falhas proporcionada por esta tecnologia);
- b) Características específicas da área de concessão (demografia, desenvolvimento econômico, densidade de carga etc) que definem a Quantidade de Sistema necessária ao atendimento do mercado desta área;
- c) Logística e quantidade de equipes disponíveis para a restauração de energia, que definem, por meio dos tempos de preparação (tempo decorrido entre o instante do conhecimento de um defeito e a efetiva designação de uma equipe para o atendimento) e de deslocamento, o Tempo Médio de Atendimento.

A partir destas considerações, entende-se ser importante postular as seguintes questões:

- 1) Se o nível de qualidade está diretamente associado à Quantidade de Sistema de uma determinada área de concessão, estaria correto exigir de concessionárias que atuam em diferentes áreas de concessão, buscarem no médio prazo a uniformização dos padrões de continuidade?
- 2) Se conforme demonstrado pelo modelo matemático proposto, um determinado nível de tarifas associado a uma determinada eficiência operacional define automaticamente os níveis de desempenho operacional auferidos pelos indicadores DEC e FEC, por que razão exigir das concessionárias uma melhoria contínua dos indicadores de continuidade?

Quando se analisa a experiência das concessionárias em vários países, não se encontra clara correlação entre os recursos investidos para aumentar a

confiabilidade das redes de distribuição e a duração dessas interrupções, mesmo quando as regiões comparadas possuem topografia e clima similares.

Existem três razões para estas variações. Primeiro, algumas concessionárias são mais eficientes que outras e podem tornar seus sistemas mais confiáveis com menos custos. Segundo, o retorno do investimento em confiabilidade necessariamente irá diminuir dentro de um certo limiar, o que acontece na maioria das concessionárias. Por último, desconsiderando-se as interrupções programadas, a maioria das interrupções estão fora de controle da concessionária distribuidora; elas ocorrem devido a restrições na capacidade de geração, falhas no sistema supridor, fatores climáticos etc. Então aumentar os investimentos em sistemas de distribuição não resolveriam estes problemas.

Dessa forma, os órgãos reguladores deveriam exigir das distribuidoras uma preocupação maior em atender o que os consumidores realmente valorizam, tais como: faturas mais adequadas, redução do tempo de espera nos call-centers ou maior rapidez no atendimento às reclamações. Essas melhorias exigiriam relativamente pouco investimento para sua implementação e estariam atendendo em grande parte às necessidades do consumidor.

As concessionárias deveriam, também, redirecionar os seus procedimentos de manutenção – como, por exemplo, colocando em campo turmas adicionais para o atendimento de emergência em turnos e locais matematicamente determinados, podendo, assim, reduzir a duração das interrupções com um procedimento bem menos oneroso do que aquele pautado em grandes investimentos de infra-estrutura.

CAPÍTULO 6

METODOLOGIA DE COMPENSAÇÃO AO CONSUMIDOR

Para um consumidor genérico de energia elétrica, considerando-se somente os fenômenos associados ao regime permanente (interrupções sustentadas), o mais importante é a continuidade do serviço prestado, níveis de tensão adequados e o atendimento rápido a uma determinada reclamação.

Com relação às penalidades impostas à concessionária pela prestação o do serviço inadequado, ou seja, pela transgressão dos padrões de qualidade estabelecidos para uma determinada unidade consumidora, o consumidor deveria fazer jus a uma compensação, conforme fórmulas abaixo:

a) Violação de padrão do indicador DIC:

$$Compensação(R\$) = \left(\frac{DIC_v - DIC_p}{730 - DIC_p} \right) \times \frac{DIC_v}{DIC_p} \times F \times K \quad (6.1)$$

(para $DIC_v > DIC_p$)

b) Violação do padrão do indicador FIC:

$$Compensação(R\$) = \left(\frac{DIC_v - DIC_p}{730 - DIC_p} \right) \times \frac{FIC_v}{FIC_p} \times F \times K \quad (6.2)$$

(para $FIC_v > FIC_p$)

c) Violação do padrão do indicador DMIC:

$$Compensação(R\$) = \left(\frac{DIC_v - DIC_p}{730 - DIC_p} \right) \times \frac{DMIC_v}{DMIC_p} \times F \times K \quad (6.3)$$

(para $DMIC_v > DMIC_p$)

onde:

V_v = valor verificado do indicador referente ao mês de apuração;

V_p = valor padrão do indicador;

F = valor líquido da fatura mensal de energia elétrica paga anteriormente à constatação da transgressão, no caso de consumidor cativo;

F = valor líquido do encargo mensal de uso do sistema de distribuição pago anteriormente à constatação da transgressão, no caso de consumidor livre;

730 = número de horas, em média, no mês;

K = fator de majoração; onde:

$K = 20$, para unidades consumidoras faturadas no Grupo B

$K = 10$, para unidades consumidoras faturadas no Grupo A

O fator de majoração K foi calibrado de tal forma a considerar que embora as unidades consumidoras do Grupo B paguem uma tarifa média superior às unidades consumidoras do Grupo A, as faturas médias correspondentes dessas unidades são menores quando comparadas aquelas do Grupo A que apresentam um montante de consumo de energia elétrica registrado superior.

Partindo-se dessa premissa, podemos chegar ao seguinte equacionamento:

$$\frac{K_{GrupoB}}{K_{GrupoA}} = \frac{TarifaMédia_{GrupoB}}{TarifaMédia_{GrupoA}} \quad (6.4)$$

Os valores atuais das Tarifas Médias para os Grupos A e B são respectivamente, R\$231/MWh e R\$ 105/MWh (ANEEL, 2003).

Dessa forma, substituindo esses valores na equação (6.4), teremos:

$$\frac{K_{GrupoB}}{K_{GrupoA}} \cong 2 \quad (6.5)$$

Fixando-se um valor de K igual a 10 para unidades do grupo A, conforme estabelecido atualmente na Resolução nº 024/2000, o fator K para as unidades consumidoras do Grupo B será o dobro, assumindo, dessa forma, o valor equivalente a 20.

A primeira parcela da fórmula de cálculo da compensação representa o número de horas violadas na unidade consumidora acima do limite permitido, e a segunda parcela representa o percentual de violação do indicador.

A seguir, apresenta-se um exemplo de cálculo de compensação para uma unidade consumidora faturada no Grupo B, considerando-se os seguintes dados:

- DICv = 30 horas
- DICp = 20 horas
- F = R\$100,00
- K= 20

Aplicando-se a fórmula, tem-se:

$$\text{Compensação}(R\$) = \left(\frac{30 - 20}{730 - 20} \right) \times \frac{30}{20} \times F \times 20, \text{ o que resulta em:}$$

$$\text{Compensação}(R\$) = 0,42 F$$

Ou seja, uma violação de 50% de um determinado indicador, faria jus ao consumidor de uma compensação correspondente a cerca de 42% do valor pago pelo serviço.

Se compararmos a fórmula proposta com a atualmente estabelecida na Resolução nº 024, este mesmo consumidor faria jus a seguinte compensação:

$$\text{Compensação}(R\$) = (30/20 - 1) \times 20 \times (F/730) \times 10$$

$$\text{Compensação}(R\$) = 0,14 F$$

Ou seja, a fórmula proposta neste capítulo apresenta uma relação em triplo de compensação ao consumidor.

Com relação ao limite da compensação a ser paga ao consumidor, considerando o pior caso, ou seja, a unidade consumidora sem energia durante todo o período mensal de faturamento, teríamos pela fórmula da compensação proposta:

$$\text{Compensação}(R\$) = \left(\frac{DIC_v - DIC_p}{730 - DIC_p} \right) \times \frac{V_v}{V_p} \times F \times K \quad (6.6)$$

A parcela (DIC_v – DIC_p) tende a parcela 730 - DIC_p, o que resulta em:

a) Compensação (R\$) = (V_v/V_p) x F x 10 (limite da compensação mensal)

Analogamente, teremos no caso de violação trimestral e anual do indicador:

$$b) P(R\$) = (Vv/Vp) \times F \times 30 \text{ (limite da compensação trimestral)}$$

$$c) P(R\$) = (Vv/Vp) \times F \times 120 \text{ (limite da compensação anual)}$$

O critério atual de pagamento de multa pela concessionária ao órgão regulador no caso de violação dos indicadores coletivos DEC e FEC, de certa forma pode ser considerado sem sentido, uma vez que estando o próprio consumidor de energia recebendo uma compensação pelo serviço inadequado, e devido ao fato que existe uma correlação entre os indicadores coletivos e individuais, indiretamente a concessionária buscará sempre melhorias em seu sistema (redução de DEC e/ou FEC) de forma a evitar o pagamento de compensação ao consumidor quando da violação de seus padrões individuais.

Não deve ser diretriz do órgão regulador o estabelecimento da indústria da multa, mas o que se faz necessário, e o que foi proposto neste capítulo da dissertação, é o estabelecimento de um instrumento regulatório que estabeleça penalidades mais rigorosas às concessionárias, no caso de descumprimento dos padrões de qualidade especificados aos seus consumidores, sinalizando valores de compensações superiores aos valores de investimentos necessários a melhoria contínua do sistema de distribuição.

CAPÍTULO 7

CONCLUSÕES E TÓPICOS PARA DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

Para o Órgão Regulador estabelecer os padrões de qualidade que definam os serviços adequados é necessário que esteja atento às necessidades demandadas pela sociedade em relação à qualidade dos serviços prestados, as tecnologias disponíveis que permitam a prestação dos serviços com maior qualidade ao menor custo possível, e ainda quanto a sociedade está disposta a desembolsar para obter os serviços. Além de estabelecer os padrões de qualidade o outro fator necessário para prestação dos serviços adequados são as fiscalizações, cujos processos devem ser constantemente aprimorados.

As áreas de Regulação vêm realizando um grande trabalho de aprimoramento de regulamentos que estavam desatualizados devido ao longo período em que estiveram em vigor, como exemplo, temos as revisões dos regulamentos referentes à continuidade e conformidade do fornecimento de energia que vigoraram por mais de vinte e três anos.

O instrumento concebido para permitir acesso mais democrático e agregar maior transparência ao processo foi a realização de audiências públicas, entretanto não existe uma participação expressiva das organizações que representem os interesses dos usuários dos serviços, cabendo a ANEEL buscar os canais que facilitem a participação dos mesmos.

As fiscalizações são desenvolvidas obedecendo todas exigências estabelecidas pelo direito administrativo tendo os agentes sempre a oportunidade para manifestações quanto as não-conformidades constatadas pela fiscalização. No caso da necessidade de abertura de processo administrativo punitivo o agente tem direito a defesa e recurso obedecendo ao perfeito processo legal garantido pela Constituição.

As etapas imprescindíveis de defesa e recurso percorridas dentro do processo administrativo e a prerrogativa do agente a qualquer tempo recorrer à esfera judicial, causa à sociedade a falsa sensação de impunidade, cabendo a ANEEL conscientizar a sociedade o direito garantido aos agentes.

As concessionárias distribuidoras de energia elétrica enfrentam atualmente grandes desafios. As mesmas devem buscar incessantemente a eficiência, mas algumas concessionárias encontram grandes dificuldades que vão da inércia e acomodação naturais pela falta de concorrência no segmento de distribuição aliadas com ingerências políticas em sua gestão. As concessionárias devem promover a ampliação e modernização de suas redes, com vistas ao atendimento de um mercado consumidor crescente e que exige novos padrões de qualidade. Elas devem criar um novo relacionamento com seus consumidores, em sintonia inclusive com a importância que o marketing hoje adquire para os negócios de qualquer concessionária, mas sentem o peso de uma cultura onde o cliente não era mais que um simples contribuinte – fruto, mais uma vez, do monopólio, agravada pelos anos de regime político autoritário.

Cabe ao órgão regulador, neste novo cenário, estabelecer as regras do jogo, traçando diretrizes mínimas a serem perseguidas pelas concessionárias, motivando-as a investir cada vez mais em suas redes de forma a garantir a qualidade final aos consumidores com uma tarifa adequada.

Conforme dispõe a Lei de concessões, o serviço deve ser adequado, pressupondo regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas. A falta de adequação pode levar até a caducidade da concessão.

Inicialmente é conveniente estabelecer alguns conceitos. É essencial que os diversos pressupostos de adequação tenham uma avaliação objetiva, isto é, índices que possam ser medidos e quantificados. Um mesmo pressuposto, por

sua amplitude, pode abranger mais de um índice. De outra parte, as concessionárias brasileiras encontram-se em estágios e situações diferenciadas. Isso leva a uma variação grande nos valores dos índices.

A necessidade de se estabelecer uma forma de medir objetivamente o desempenho no “negócio” distribuição está se tornando crítica em função da crescente reprivatização do setor. Na medida em que as concessionárias particulares detiverem o monopólio natural da distribuição é essencial a criação de mecanismos de defesa do consumidor e da sociedade em geral para assegurar uma constante melhoria no serviço, evitando-se, no futuro, uma reestatização decorrente de uma eventual má gestão do negócio.

No novo ambiente competitivo o processo de aperfeiçoamento dos instrumentos de proteção aos consumidores e de fiscalização por parte do Órgão Regulador deve ser contínuo, adaptando-se aos tempos e, buscando, sempre que possível, novas tecnologias para sua implementação.

A qualidade dos serviços neste novo ambiente é tão importante para a concessionária que luta pela manutenção dos seus clientes e busca maior eficiência empresarial, quanto para o Órgão Regulador, que deve estar sempre atento às exigências tecnológicas do mercado e às necessidades de proteção aos consumidores.

Embora o processo de privatização das concessionárias de energia elétrica esteja bastante avançado, a estrutura legal encontra-se ainda em construção e a própria agência reguladora federal ainda não possui um quadro próprio de funcionários.

Como conseqüência, as recentes concessionárias privatizadas e seus consumidores estão ainda regulados em muitos aspectos por leis e padrões do modelo estatal anterior.

As concessionárias de distribuição e os órgãos reguladores devem cada vez mais se preocupar com o consumidor visto de forma individual, deixando os indicadores de caráter coletivo mais como referências orientativas de gestão.

O exemplo Argentino, em sua 2ª fase de implantação, demonstra que uma unidade consumidora atendida em alta tensão pode sofrer apenas 4 interrupções anuais, com duração total de 6 horas. No Brasil, essa mesma unidade consumidora pode sofrer interrupções que variam de no máximo 56 interrupções anuais e no mínimo 18 interrupções anuais, com duração de 25 horas e 64 horas, respectivamente, de acordo com o disposto em legislação vigente. Verifica-se, que com o exemplo dado pela Argentina, que possui características de desenvolvimento semelhantes ao Brasil, onde pretende-se atingir índices bem rigorosos de qualidade na continuidade do fornecimento, o Brasil, apesar de suas diferenças regionais, pode também buscar metas de qualidade para alcançar índices de qualidade mais rigorosos. Para isso, é importante que sejam reformulados os indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica, a começar pelo item continuidade, revisando também outros indicadores, pois a energia elétrica é insumo essencial para várias atividades industriais, comerciais, agrícolas e de serviço no mundo de hoje.

Apesar de algumas inconsistências, os esforços da ANEEL nesse pouco tempo de existência estão direcionados na melhora da qualidade do fornecimento de energia elétrica pelas concessionárias a seus consumidores, introduzindo um sistema de penalização, embora, passível ainda de revisão, para punir aquelas concessionárias que não alcançarem o nível mínimo dos padrões de qualidade estabelecidos, inclusive com multas a favor do consumidor lesado pela má qualidade prestada.

Há de se observar que estudos sobre qualidade de energia elétrica deverão ser sempre realizados pela ANEEL, de forma conjunta com entidades especializadas e universidades específicas, a fim de atender às necessidades

do consumidor com o avanço tecnológico dos equipamentos eletroeletrônicos cada vez mais sensíveis.

Por se tratar de serviço público essencial e determinante do desenvolvimento econômico nacional é vital a presença de um órgão regulador forte, atuante e tão imune quanto possível a pressões políticas e corporativas.

A independência desejável do órgão regulador não é aquela que permite a edição de um vasto conjunto de normas, muito além daquilo que está previsto na legislação. A definição precisa do escopo de atuação do regulador e a máxima transparência e sistemática prestação de contas constituem ingredientes indispensáveis da boa regulação.

O marco regulatório brasileiro deve ser aperfeiçoado neste ponto. Regras importantes têm sido definidas mediante resoluções sem o devido amparo na legislação. Esse tipo de autonomia causa instabilidade de regras, elevando o risco regulatório. Igualmente preocupante é a pressão pela criação de um número exagerado de agências setoriais, nem sempre necessárias do ponto de vista do bom funcionamento do mercado.

As Audiências Públicas que são realizadas visando coletar subsídios dos agentes e da sociedade em geral para aprimoramento e emissão de ato regulamentar deveriam ter uma maior participação da sociedade, o que não ocorre na prática. A ANEEL deveria estabelecer anualmente uma relação, por tema e assunto, dos potenciais regulamentos a serem emitidos permitindo assim que a sociedade e os próprios agentes envolvidos pudessem enviar com antecedência suas contribuições, permitindo-se, com isso, um melhor planejamento regulatório e transparência das ações do poder público. As regras orientadoras das análises que conduzem a uma ação reguladora devem ser previamente conhecidas.

Em muitas situações os regulamentos a serem emitidos pelo regulador são previamente discutidos com os próprios agentes regulados, caracterizando-se

esse tipo de ação como falta de imparcialidade no processo regulatório, que deve ser amplo a toda a sociedade.

Por outro lado, a independência do regulador não impede a ação por parte dos governos eleitos, pois o executivo continua tendo um papel essencial na escolha dos titulares das agências reguladoras. Além disso, a independência de um regulador não impede a implementação de determinados programas aprovados pelo voto popular. Nas sociedades democráticas coexistem os órgãos de Estado e os de governo.

A fiscalização das concessionárias de serviço público de energia elétrica deve ser dada pela atuação direta das equipes de fiscalização, através da averiguação de indicadores que meçam com garantia a prestação do serviço adequado.

O que se procurou apresentar nesta dissertação foi uma proposta de indicadores de continuidade mais significativos ao cidadão consumidor com garantias mais justas de ressarcimento pelo serviço prestado fora dos padrões. Novos critérios e fórmulas de penalidades também foram estabelecidos para que a atuação do órgão regulador seja coerente com os anseios da sociedade.

Devido ao fato desta dissertação ser bastante específica quanto ao assunto qualidade de energia elétrica no seu aspecto de continuidade do serviço prestado e a atividade de regulação ser considerada uma área nova no país, sujeita, ainda, a processos dinâmicos, recomenda-se uma série de opções a serem investigadas a título de complementar e reavaliar os estudos ora apresentados. Desta forma, sumariza-se, abaixo, alguns pontos a serem estudados futuramente e que provavelmente apontarão para outros, quais sejam:

- Estudo do custo de interrupção de energia elétrica associado ao tipo de carga;

- Desenvolvimento de fórmula de compensação associada ao fator de carga típico da unidade consumidora;

- Estudo e desenvolvimento de técnicas mais sofisticadas para a aferição da continuidade do serviço prestado;

- Estudo de métodos específicos para certificação do processo de apuração dos indicadores de continuidade; e

- Estudo de novos indicadores de continuidade correlacionados ao interesse do consumidor.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANDRADE, Maria E. P. – “*Custos de Interrupção do Fornecimento*” – COPEL – Cia. Paranaense de Energia, 1991.

ANEEL, 1997; Contratos de Concessão de Distribuição.

ANEEL, 1998; Resolução nº 318, de 6 de Outubro de 1998.

ANEEL, 2000; Resolução nº 024, de 27 de Janeiro de 2000.

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. – CHESF, Á.J.P. Ramos – CHESF, J.G. de Oliveira – UFU, J.P.G. de Abreu – EFEI, A.A.C. Arruda – ELETROPAULO, A.C. Brandão – CEMIG – “*Uma Proposta de Nomenclatura Nacional de Termos e Definições*” – II SBQEE Seminário Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica, 1997

CNE, 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.

CNE, 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.

CODI; Documento Técnico: 2.2.12.03.3; “*Análise das Conseqüências das Interrupções do Fornecimento de Energia Elétrica*”

COELHO, Jorge, *Identificação dos Indicadores Internacionais de Qualidade de Energia Elétrica* – Universidade Federal de Santa Catarina, Relatório CERME, Dezembro, 1999.

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/Eletróbras, 1998.

DEMSETZ, H.; 1968. Why Regulate Utilities? *The Journal of Law and Economics* N. 11, April 1968. pp. 55-65.

DNAEE; 1978. *Portaria DNAEE Nº 046*, de 17 de Abril de 1978. Brasil.

ENRE, 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.

HASSIN, Eduardo S.; MUNIZ, Willian R.; MATTAR, C.; GARCIA, Reinaldo – *“Indicadores Técnicos dos Serviços de Distribuição: Uma Proposta”* – Monografia Final do curso CENÁRIOS, 1999.

HEYDT, G.; 1991. *Electric Power Quality*. Start in a Circle Publications, Indiana, USA, 1991.

IEEE Std 1159 – 1995; *Recommended Practice for Monitoring Electric Power Quality*

MEFP/IPEA, 1991; *Programa Brasileiro da Qualidade e Produtividade*

MEIRELLES, Hely Lopes; 1999, *Direito Administrativo Brasileiro*.

MORI; 1999. *Quality of Supply: attitudes of Business and Domestic Electricity Customers*. Research Study Conducted for OFFER, Market & Opinion Research International, March 1999.

SNEB, Bolívia; 1994. *Ley Nº 1604*, Ley de 21 de Diciembre de 1994.

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.

TANURE, J.E.P.S; Hassin, E.S. & Filho, A.S. (1999), *Evolução dos Indicadores*

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.

ANEXOS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL
RESOLUÇÃO Nº 024 , DE 27 DE JANEIRO DE 2000. (*)

Estabelece as disposições
relativas à continuidade da
distribuição de energia
elétrica às unidades
consumidoras

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria e tendo em vista o disposto no art. 6º da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, no art.25 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, no art. 2º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, no inciso III do art. 4º, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, o que consta no Processo nº 48500.000190/00-42, e considerando que:

existe a necessidade de rever, atualizar e consolidar as disposições referentes à continuidade da distribuição de energia elétrica definidas na Portaria DNAEE nº 046/78, de 17 de abril de 1978;

compete à ANEEL regular os serviços de energia elétrica, expedindo os atos necessários ao cumprimento das normas estabelecidas pela legislação em vigor;

compete à ANEEL estimular a melhoria do serviço prestado e zelar, direta ou indiretamente, pela sua boa qualidade, observado, no que couber, o disposto na legislação vigente de proteção e defesa do consumidor; e

em função das Audiências Públicas nº 005, realizada em 29 de outubro de 1999 e nº 019, realizada em 10 de outubro de 2002, foram recebidas contribuições de órgãos de defesa do consumidor, de conselhos de consumidores, de consumidores, de associações representativas dos distribuidores de energia elétrica e de concessionárias de serviço público de energia elétrica, resolve:

Art. 1º Estabelecer, na forma que se segue, as disposições relativas à continuidade da distribuição de energia elétrica, nos seus aspectos de duração e frequência, a serem observadas pelas concessionárias e permissionárias de serviço público de energia elétrica às unidades consumidoras.

Art. 2º A continuidade da distribuição de energia elétrica deverá ser supervisionada, avaliada e controlada por meio de indicadores coletivos que expressem os valores vinculados a conjuntos de unidades consumidoras, bem como indicadores individuais associados a cada unidade consumidora.

DA TERMINOLOGIA E CONCEITOS

Art. 3º Para os efeitos desta Resolução são adotadas as terminologias e os conceitos a seguir definidos:

I - Concessionária ou Permissionária

Agente titular de concessão ou permissão federal para explorar a prestação de serviços públicos de energia elétrica, referenciado, doravante, nesta Resolução, apenas pelo termo concessionária.

II - Conjunto de Unidades Consumidoras

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL .

III - Consumidor

Pessoa física ou jurídica, ou comunhão de fato ou de direito, legalmente representada, que assumir a responsabilidade pelo pagamento das faturas de energia elétrica e pelas demais obrigações fixadas em normas e regulamentos da ANEEL, assim vinculando-se ao contrato de fornecimento, de uso e de conexão ou de adesão, conforme cada caso.

IV - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)

Intervalo de tempo que, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

V - Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (DIC)

Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

VI - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC)

Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

VII - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC)

Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

VIII - Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora (FIC)

Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.

IX - Indicador de Continuidade

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

X - Indicador de Continuidade Global

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico agregada por empresa, estado, região ou país.

XI - Interrupção

Descontinuidade do neutro ou da tensão disponível em qualquer uma das fases de um circuito elétrico que atende a unidade consumidora.

XII - Interrupção de Longa Duração

Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

XIII - Interrupção Programada

Interrupção antecedida de aviso prévio, por tempo preestabelecido, para fins de intervenção no sistema elétrico da concessionária.

XIV - Interrupção de Urgência

Interrupção deliberada no sistema elétrico da concessionária, sem possibilidade de programação e caracterizada pela urgência na execução de serviços.

XV - Metas de Continuidade

Valores máximos estabelecidos para os indicadores de continuidade, a serem observados mensal, trimestral e anualmente nos períodos correspondentes ao ciclo de revisão das tarifas, conforme resolução específica.

XVI - Padrão de Continuidade

Valor máximo estabelecido para um indicador de continuidade e utilizado para a análise comparativa com os valores apurados dos indicadores de continuidade.

XVII - Restabelecimento da Continuidade da Distribuição de Energia Elétrica

Retorno do neutro e da tensão disponível em todas as fases, com permanência mínima de tempo igual a 1 minuto, no ponto de entrega de energia elétrica da unidade consumidora.

XVIII - Serviço Essencial

Serviço ou atividade caracterizado como de fundamental importância para a sociedade, desenvolvido em unidade consumidora a seguir exemplificada:

- a) unidade operacional do serviço público de tratamento de água e esgotos;
- b) unidade operacional de processamento de gás liquefeito de petróleo e de combustíveis;
- c) unidade hospitalar;
- d) unidade operacional de transporte coletivo;
- e) unidade operacional de serviço público de tratamento de lixo;
- f) unidade operacional de serviço público de telecomunicações;
- g) centro de controle público de tráfego aéreo, marítimo, rododiferroviário e metroviário;
- h) unidade operacional de distribuição de gás canalizado;e
- i) unidade operacional de segurança pública.

XIX - Unidade Consumidora

Conjunto de instalações e equipamentos elétricos caracterizado pelo recebimento de energia elétrica em um só ponto de entrega, com medição individualizada e correspondente a um único consumidor.

XX – Valor Líquido da Fatura

Valor em moeda corrente resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de imposto, sobre as componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes.

DA COLETA E ARMAZENAMENTO DOS DADOS DE INTERRUPÇÕES

Art. 4º Os indicadores de continuidade deverão ser apurados por meio de procedimentos auditáveis e que contemplem desde o nível de coleta de dados das interrupções até a transformação desses dados em indicadores.

§ 1º Os dados das interrupções de longa duração e os indicadores deles provenientes deverão ser mantidos na concessionária por período mínimo de 5 (cinco) anos, para uso da ANEEL, bem como dos consumidores.

§ 2º Para cada conjunto afetado por interrupções de longa duração deverão ser registradas as seguintes informações:

- I - número de unidades consumidoras do conjunto em cada mês da apuração; e
- II - código de identificação do conjunto.

§ 3º Para cada interrupção de longa duração ocorrida no conjunto deverão ser registradas as seguintes informações:

- I - fato gerador;
- II - data, hora e minutos do início e restabelecimento da interrupção; e
- III - número de unidades consumidoras atingidas em cada interrupção.

§ 4º A partir de 1º de janeiro de 2004 esses dados deverão estar disponíveis em meio magnético ou óptico e relacionados ao código de identificação de cada unidade consumidora.

DA DURAÇÃO DA INTERRUPÇÃO A SER CONSIDERADA

Art. 5º A concessionária deverá apurar os indicadores de continuidade de duas formas distintas:

- I - considerando as interrupções com duração maior ou igual a 3 (três) minutos; e
- II - considerando as interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

§ 1º A concessionária cujo contrato de concessão estabelece obrigatoriedade de apuração dos indicadores de continuidade considerando interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto deverá enviar os indicadores à ANEEL nas formas dos incisos I e II.

§ 2º A concessionária não enquadrada no parágrafo anterior deverá enviar os indicadores à ANEEL na forma do inciso I.

§ 3º A partir de janeiro de 2005, para todas as concessionárias, os indicadores de continuidade a serem apurados e enviados à ANEEL deverão contemplar todas as interrupções com duração maior ou igual a 1 (um) minuto, quando deverão ser estabelecidos novos padrões de continuidade considerando-se os dados disponibilizados nas concessionárias.

DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE DE CONJUNTO

Art. 6º A concessionária deverá apurar, para todos os seus conjuntos de unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

I - Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i) \times t(i)}{Cc}$$

II - Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k Ca(i)}{Cc}$$

Onde :

- DEC* = Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;
- FEC* = Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;
- Ca(i)* = Número de unidades consumidoras interrompidas em um evento (i), no período de apuração;
- t(i)* = Duração de cada evento (i), no período de apuração;
- i* = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- k* = Número máximo de eventos no período considerado; e
- Cc* = Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

DAS INTERRUPTÕES A SEREM CONSIDERADAS PARA CÁLCULO DOS INDICADORES DE CONJUNTO

Art. 7º Na apuração dos indicadores DEC e FEC deverão ser consideradas todas as interrupções que atingirem as unidades consumidoras, admitidas apenas as seguintes exceções:

I - falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros; e

II - interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo.

DO CRITÉRIO DE FORMAÇÃO DOS CONJUNTOS

Art. 8º Os conjuntos de unidades consumidoras deverão abranger toda a área atendida pela concessionária, respeitadas as seguintes condições:

I - quando um conjunto for subdividido/agrupado deverão ser definidos novos padrões de continuidade, levando-se em consideração o histórico existente;

II - o conjunto definido deverá permitir a identificação geográfica da localização das unidades consumidoras; e

III - não poderão ser agrupadas, em um mesmo conjunto, unidades consumidoras situadas em áreas não contíguas.

§ 1º A ANEEL, a qualquer momento, poderá solicitar à concessionária a revisão da configuração dos conjuntos de unidades consumidoras.

§ 2º A concessionária poderá requerer à ANEEL, até o mês de agosto de cada ano, a criação e/ou revisão da configuração de conjuntos de unidades consumidoras.

§ 3º Por meio de resolução específica, até novembro de cada ano, a ANEEL publicará as metas dos indicadores para os novos conjuntos e/ou nova configuração, devendo a concessionária providenciar a respectiva implementação, observando a vigência dos mesmos a partir do mês de janeiro do ano subsequente

DO PERÍODO DE APURAÇÃO E CÁLCULO DOS INDICADORES

Art. 9º Será mensal o período de apuração do intervalo de tempo entre o início e o fim da contabilização das interrupções ocorridas no conjunto de unidades consumidoras considerado.

§ 1º O valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, será o quociente de uma operação de divisão, onde:

a) o numerador será o somatório do produto dos valores mensais do indicador apurado com 2 (duas) casas decimais, pelo número de unidades consumidoras informado em cada mês do período (trimestral ou anual); e

b) o denominador será a média aritmética do número de unidades consumidoras informadas em cada mês do período (trimestral ou anual).

§ 2º Para o cálculo do indicador de continuidade global será realizada média ponderada dos indicadores DEC ou FEC enviados mensalmente à ANEEL, utilizando-se como fator de ponderação o número de unidades consumidoras existentes em cada conjunto no mês correspondente.

DO ENVIO DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE

Art. 10. A concessionária deverá enviar à ANEEL os indicadores DEC e FEC de todos os seus conjuntos, até o último dia útil do mês subsequente ao período de apuração.

Parágrafo único. Em caso de racionamento de energia elétrica, instituído por Lei, a concessionária deverá apurar e enviar à ANEEL os indicadores de continuidade de duas formas distintas: uma considerando o efeito do racionamento sobre os valores finais dos indicadores e a outra desconsiderando o referido efeito.

DOS NOVOS CRITÉRIOS DE AGRUPAMENTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS

Art. 11. A partir de janeiro de 2003 a concessionária poderá propor à ANEEL novos critérios para o agrupamento das unidades consumidoras, observando as seguintes condições:

I - qualquer critério de agrupamento proposto deverá permitir ao consumidor a identificação por meio de vinculação geográfica, do conjunto no qual está localizada a sua unidade consumidora;

II - deverá existir, para avaliação, um histórico de, no mínimo, 3 (três) anos de utilização de critério de agrupamento diferente do estabelecido nesta Resolução; e

III - deverão ser evidenciadas as vantagens técnicas, econômicas e sociais da nova proposta em relação ao critério vigente de agrupamento.

DOS INDICADORES DE CONTINUIDADE INDIVIDUAIS

Art. 12. A concessionária deverá informar por escrito, em até 30 (trinta) dias, sempre que solicitado pelo consumidor, os indicadores individuais a seguir discriminados:

I - Duração de Interrupção por Unidade Consumidora (DIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

II - Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora (FIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

III - Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora (DMIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i)_{\max}$$

Onde:

<i>DIC</i>	=	Duração das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de hora;
<i>FIC</i>	=	Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em número de interrupções;
<i>DMIC</i>	=	Duração Máxima das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de hora;
<i>i</i>	=	Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a <i>n</i> ;
<i>n</i>	=	Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;
<i>t(i)</i>	=	Tempo de duração da interrupção (<i>i</i>) da unidade consumidora considerada, no período de apuração; e
<i>t(i)_{max}</i>	=	Valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção (<i>i</i>), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

§ 1º Para os indicadores DIC e FIC deverão ser apurados e informados os valores mensais, trimestrais e anual referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais e trimestrais disponíveis do ano em curso.

§ 2º Para o indicador DMIC deverão ser apurados e informados os valores mensais referentes ao último ano civil, bem como os valores mensais disponíveis do ano em curso.

DAS INTERRUPTÕES A SEREM CONSIDERADAS PARA CÁLCULO DOS INDICADORES INDIVIDUAIS

Art. 13. Na apuração dos indicadores DIC e FIC não deverão ser consideradas as interrupções a que se referem os incisos I e II do art. 7º, as oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga e aquelas vinculadas a racionamento instituído pelo Poder Concedente.

Parágrafo único. Na apuração do indicador DMIC, além das interrupções referidas no *caput* deste artigo, também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que os consumidores sejam devidamente avisados, conforme procedimentos estabelecidos no art. 14 desta Resolução.

DO AVISO E REGISTRO DAS INTERRUPÇÕES PROGRAMADAS

Art. 14. A concessionária deverá avisar a todos os consumidores da respectiva área de concessão sobre as interrupções programadas, informando a data da interrupção, horário de início e término, observando os seguintes procedimentos:

I – unidades consumidoras atendidas em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV, com demanda contratada igual ou superior a 500 kW: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;

II – unidades consumidoras atendidas em tensão inferior a 69 kV e que prestem serviço essencial: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção;

III – unidades consumidoras atendidas em tensão igual ou inferior a 1 kV e que exerçam atividade comercial ou industrial: os consumidores deverão receber o aviso por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 3 (três) dias úteis em relação à data da interrupção, desde que efetuem o cadastro da unidade consumidora na concessionária para receberem esse tipo de serviço; e

IV - outras unidades consumidoras: os consumidores deverão ser avisados por meios eficazes de comunicação de massa ou, a critério da concessionária, por meio de documento escrito e personalizado, informando a abrangência geográfica, com antecedência mínima de 72 (setenta e duas) horas em relação ao horário de início da interrupção.

§ 1º Nas unidades consumidoras onde existam pessoas usuárias de equipamentos de autonomia limitada, vitais à preservação da vida humana e dependentes de energia elétrica, os consumidores deverão ser avisados de forma preferencial e obrigatória, por meio de documento escrito e personalizado, com antecedência mínima de 5 (cinco) dias úteis em relação à data da interrupção, desde que efetuem o cadastro da unidade consumidora na concessionária para receberem esse tipo de serviço.

§ 2º A concessionária deverá manter e disponibilizar, por 5 (cinco) anos, os registros das interrupções de caráter de urgência e das programadas, discriminando-as em formulário próprio.

§ 3º A concessionária poderá utilizar outros meios de comunicação para a divulgação das interrupções programadas, desde que pactuados com o consumidor, devendo nesses casos manter registro e/ou cópia das divulgações para fins de fiscalização da ANEEL.

DA INFORMAÇÃO DOS INDICADORES NA FATURA DOS CONSUMIDORES

Art. 15. A concessionária deverá informar na fatura dos consumidores, de forma clara e auto-explicativa, conforme o nível de tensão nominal abaixo, os seguintes dados:

I - para unidade consumidora atendida em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV:

- a) nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;
- b) padrões mensais definidos para os indicadores de continuidade individuais (DIC e FIC); e
- c) valores de DIC e FIC relativos à última apuração, para unidade consumidora enquadrada na opção de faturamento no Grupo A.

II - para unidade consumidora atendida em tensão igual ou inferior a 1kV ou, em tensão superior a 1 kV com opção de faturamento no Grupo B:

- a) nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;
- b) padrões mensais definidos para os indicadores de continuidade individuais (DIC e FIC) e de conjunto (DEC e FEC);
- c) valores de DEC e FEC verificados no conjunto, relativos à última apuração; e
- d) informação sobre o direito de o consumidor solicitar à concessionária a apuração dos indicadores DIC e FIC a qualquer tempo.

§ 1º A partir de julho de 2003, para as unidades consumidoras enquadradas nos incisos I e II, também deverão ser informados o padrão mensal do indicador DMIC e o direito do consumidor solicitar à concessionária a apuração do referido indicador, a qualquer tempo.

§ 2º A partir de janeiro de 2005 deverão ser informados os valores mensais de DIC, FIC e DMIC verificados na última apuração, ficando dispensada a obrigatoriedade das informações relativas aos indicadores DEC e FEC.

DO SISTEMA DE ATENDIMENTO ÀS RECLAMAÇÕES DOS CONSUMIDORES

Art. 16. A concessionária deverá dispor de sistemas ou mecanismos de atendimento emergencial, acessíveis aos consumidores, para que os mesmos apresentem suas reclamações quanto a problemas relacionados ao serviço de distribuição de energia elétrica, sem prejuízo do emprego de outras formas de sensoriamento automático da rede.

§ 1º Para que o atendimento emergencial seja considerado adequado, a concessionária deverá dispor de, no mínimo, serviço de atendimento telefônico gratuito, disponível todos os dias durante 24 (vinte e quatro) horas, acessível de qualquer localidade de sua área de concessão e contendo linhas telefônicas em quantidade compatível com a demanda de serviços.

§ 2º A implantação deste sistema de atendimento telefônico gratuito será limitada apenas às condições técnicas dos serviços telefônicos locais.

DAS METAS DE CONTINUIDADE

Art. 17. As metas anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras, estabelecidas em resolução específica, serão redefinidas exclusivamente no ano correspondente à revisão periódica das tarifas, permanecendo inalteradas as demais metas fixadas anteriormente.

§ 1º Na redefinição das novas metas de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicada a metodologia de análise comparativa de desempenho da concessionária, tendo como referência os valores anuais dos atributos físico-elétricos e os valores de DEC e FEC encaminhados à ANEEL.

§ 2º Os valores estabelecidos para o período até a próxima revisão tarifária serão publicados por meio de resolução específica e entrarão em vigor a partir do mês de janeiro do ano subsequente à publicação, devendo propiciar melhoria da meta anual global de DEC e FEC da concessionária.

§ 3º A partir de janeiro de 2004, os padrões de DIC e FIC deverão obedecer aos valores estabelecidos nas Tabelas 1 a 5, de acordo com as metas anuais de DEC e FEC definidas em resolução específica, observando-se os critérios do art. 18 desta Resolução.

§ 4º Os padrões de DIC serão obtidos das Tabelas 1 a 5, identificando-se a faixa em que se enquadra o valor da meta anual de DEC, definida em resolução específica, e os padrões de FIC, identificando-se a faixa em que se enquadra o valor da meta anual de FEC.

Tabela 1

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com faixa de Tensão Nominal : 69 kV ≤ Tensão < 230 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 20	12	6	4	12	6	4
> 20 – 40	16	8	6	16	8	6
> 40	22	11	8	22	11	8

Tabela 2

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras atendidas por sistemas isolados ou situadas em áreas não-urbanas com faixa de Tensão Nominal 1 kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	50	25	11	30	15	10
> 10 – 20	55	28	19	35	18	12
> 20 – 30	65	33	22	40	20	14
> 30 – 45	72	36	24	50	25	17
> 45	90	45	30	72	36	24

Tabela 3

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras situadas em áreas urbanas com faixa de Tensão Nominal: 1 kV < Tensão < 69 kV					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	25	13	8	18	9	6
> 10 – 20	30	15	10	20	10	7
> 20 – 30	35	18	12	25	13	8
> 30 – 45	40	20	13	30	15	10
> 45	45	23	15	35	18	12

Tabela 4

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Tensão Nominal \leq 1 kV situadas em áreas urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	<i>Mensal</i>	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	40	20	13	25	13	8
> 10 – 20	50	25	17	30	15	10
> 20 – 30	55	28	19	35	18	12
> 30 – 45	65	32	22	40	20	13
> 45	72	36	24	58	29	20

Tabela 5

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Padrão de Continuidade por Unidade Consumidora					
	Unidades Consumidoras com Tensão Nominal ≤ 1 kV situadas em áreas não-urbanas					
	DIC (horas)			FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	<i>Mensal</i>	Anual	Trim.	Mensal
0 – 10	80	40	27	40	20	13
> 10 – 20	85	43	29	50	25	17
> 20 – 30	90	45	30	60	30	20
> 30 – 45	100	48	33	75	38	25
> 45	108	54	36	87	44	29

§ 3º A partir de janeiro de 2004, o padrão do indicador DMIC deverá corresponder a 50% (cinquenta por cento) do padrão mensal do indicador DIC, adequando o resultado obtido ao primeiro inteiro igual ou superior a este e observando, no mínimo, os valores dos padrões estabelecidos na Tabela 7 desta Resolução.

DOS CRITÉRIOS PARA O ESTABELECIMENTO DE NOVOS PADRÕES

Art. 18. Até agosto de 2004, a concessionária poderá propor padrões diferentes dos estabelecidos nas Tabelas 1 a 5 desta Resolução, observando os seguintes critérios:

I - para os conjuntos agrupados em função das metas de continuidade dos indicadores DEC e FEC, deverão ser apresentadas as distribuições de frequência acumulada de DIC e FIC das unidades consumidoras reunidas por faixa de tensão de atendimento e discriminadas em áreas urbanas ou não-urbanas, conforme as Tabelas 1 a 5; e

II- as distribuições de frequência acumulada deverão possuir um histórico de dados de DIC, FIC e DMIC de, no mínimo, 12 (doze) meses, separadas em períodos mensais, trimestrais e anuais.

Art. 19. Para fins de estabelecimento de novos padrões, a concessionária deverá enviar à ANEEL, até agosto de 2004, as distribuições de frequência acumulada dos indicadores individuais, observando os critérios fixados no art. 18.

§ 1º Até abril de 2003, a ANEEL estabelecerá a forma e os critérios para o envio das distribuições de frequência acumulada.

§ 2º Os padrões revistos serão objeto de resolução específica e entrarão em vigor no ano civil subsequente à publicação da resolução.

Art. 20. Poderão ser definidas e fixadas metas de continuidade que propiciem melhor qualidade dos serviços prestados, quando da celebração de contratos de fornecimento e de uso do sistema de distribuição.

DAS PENALIDADES POR VIOLAÇÃO DOS PADRÕES DE CONTINUIDADE

Art. 21. Serão classificadas em duas categorias as possíveis violações dos padrões de continuidade, conforme a seguir:

I - Violação de Padrão do Indicador de Continuidade Individual:

Fato gerador: Violação de padrão do indicador de continuidade individual em relação ao período de apuração (mensal, trimestral ou anual).

Penalidade: Compensação ao consumidor de valor a ser creditado na fatura de energia elétrica no mês subsequente à apuração.

No cálculo do valor da compensação serão utilizadas as seguintes fórmulas:

a) Para o DIC:

$$\text{Valor} = \left(\frac{DIC_v}{DIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

b) Para o DMIC:

$$\text{Valor} = \left(\frac{DMIC_v}{DMIC_p} - 1 \right) DMIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

c) Para o FIC:

$$\text{Valor} = \left(\frac{FIC_v}{FIC_p} - 1 \right) DIC_p \times \frac{CM}{730} \times kei$$

Onde:

DIC_v = Duração de Interrupção por Unidade Consumidora verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

DIC_p = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de Duração de Interrupção por Unidade Consumidora, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_v$ = Duração Máxima de Interrupção Contínua, verificada no período considerado, expresso em horas e centésimos de hora;

$DMIC_p$ = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de Duração Máxima de Interrupção Contínua, expresso em horas;

FIC_v = Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora verificada no período considerado, expresso em número de interrupções;

FIC_p = Padrão de continuidade estabelecido no período considerado para o indicador de Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, expresso em número de interrupções;

CM = Média aritmética dos valores líquidos das faturas de energia elétrica ou dos encargos de uso dos sistemas de distribuição correspondentes aos meses do período de apuração do indicador;

730 = Número médio de horas no mês; e

kei = Coeficiente de majoração, que variará de 10 a 50, para consumidor cativo, e cujo valor, fixado em 10 (dez), poderá ser alterado pela ANEEL a cada revisão periódica das tarifas.

II - Violação de Padrão do Indicador de Continuidade de Conjunto:

Fato gerador: Violação de padrão do indicador de continuidade de conjunto em um determinado período de apuração.

Penalidade: Pagamento de multa à ANEEL conforme as disposições da Resolução nº 318, de 6 de outubro de 1998, ou de suas eventuais atualizações.

§ 1º Até a publicação dos valores da parcela correspondente ao uso do sistema de distribuição, discriminados das tarifas de fornecimento, o valor do “CM” deverá ser calculado considerando os valores líquidos das faturas de energia elétrica, no caso de consumidores cativos.

§ 2º Após a publicação dos valores a que se refere o § 1º, o valor do “CM” deverá ser calculado considerando os encargos de uso do sistema de distribuição, tanto para consumidores cativos quanto para consumidores livres.

§ 3º Para outros usuários conectados à rede de distribuição, as penalidades associadas às violações de padrões de continuidade DIC, FIC e DMIC deverão ser estabelecidas nos respectivos Contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição, conforme estabelecido no inciso VI, art. 11, da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, ou em suas eventuais atualizações.

Art. 22. Para efeito de aplicação de eventual penalidade, quando da violação das metas estabelecidas, serão consideradas as seguintes disposições:

I- interrupções associadas à situação de emergência ou de calamidade pública decretada por órgão competente, não serão consideradas para efeito de compensação quando da violação dos padrões de indicadores individuais;

II- no caso de consumidor em inadimplemento e de comum acordo entre as partes, os valores de compensação por violação de padrões dos indicadores de continuidade individuais poderão ser utilizados para abater débitos vencidos;

III- quando se tratar de compensação de valores, a concessionária deverá manter registro, em formulário próprio, para uso da ANEEL, com os seguintes dados :

- a) nome do consumidor favorecido;
- b) endereço da unidade consumidora;
- c) nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;
- d) período (mês, trimestre, ano) referente à constatação da violação;
- e) importância individual de cada compensação; e
- f) valores apurados dos indicadores violados.

IV - quando ocorrer violação de mais de um indicador de continuidade individual, no período de apuração, deverá ser considerado, para efeito de compensação, aquele indicador que apresentar o maior valor de compensação;

V - o valor da compensação, associada à violação do padrão do indicador de continuidade individual, será limitado aos seguintes valores:

- a) 10 (dez) vezes o valor do “CM”, no caso de violação de padrão mensal;
- b) 30 (trinta) vezes o valor do “CM”, no caso de violação de padrão trimestral; e
- c) 120 (cento e vinte) vezes o valor do “CM”, no caso de violação de padrão anual.

VI - para efeito de aplicação de multas, será realizada, no mínimo, uma avaliação anual pela ANEEL no ano civil subsequente, no caso de violação das metas estabelecidas para os conjuntos de unidades consumidoras de cada concessionária;

VII - do montante das multas, resultante da violação de padrões dos indicadores de conjunto, deverão ser descontados os valores de compensação relacionados à violação de padrões dos indicadores de continuidade individual, desde que esses valores tenham sido devidamente creditados aos consumidores e comprovados pela concessionária;

VIII - no caso de compensação ao consumidor deverão ser observados os critérios a seguir:

a) quando da violação das metas trimestral ou anual, o montante a ser compensado deverá ser calculado proporcionalmente, multiplicando-se o resultado obtido da fórmula de cálculo da compensação pelo quociente entre a soma dos valores apurados dos indicadores mensais que não foram violados e o valor apurado do indicador trimestral ou anual; e

b) quando todas as metas dos indicadores mensais de um conjunto de unidades consumidoras tiverem sido violadas em um trimestre ou em um ano, e já tenham sido devidamente creditadas as compensações mensais aos consumidores afetados, as compensações referentes aos períodos de apuração trimestral ou anual deverão corresponder à diferença dos montantes calculados para essas compensações e os montantes mensais já creditados aos consumidores.

DAS DISPOSIÇÕES GERAIS E TRANSITÓRIAS

Art. 23. (Revogado)

Art. 24. (Revogado)

Art. 25. Para a concessionária cujo contrato de concessão estabeleça obrigatoriedade de apuração dos indicadores de continuidade, considerando interrupções iguais ou maiores a 1 (um) minuto, os valores das multas decorrentes da aplicação de penalidades por violação das metas de continuidade, estabelecidas nos arts. 21 e 22, serão determinados tendo como referência essa forma de apuração.

Art. 26. Até dezembro de 2003, os padrões anuais dos indicadores DIC e FIC deverão obedecer aos valores estabelecidos na Tabela 6, e os padrões mensais para o indicador DMIC deverão obedecer aos valores da Tabela 7, a seguir:

Tabela 6

Padrões Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais								
Descrição do Sistema de Atendimento	2000		2001		2002		2003	
	DIC	FIC	DIC	FIC	DIC	FIC	DIC	FIC
Unidades consumidoras situadas em área não urbana com Tensão Nominal ≤ 1 kV	150	120	135	108	120	96	108	87
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com Tensão Nominal ≤ 1 kV	100	80	90	72	80	64	72	58
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} < 69 \text{ kV}$	80	70	72	63	64	56	58	51
Unidades Consumidoras situadas em área não urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} < 69 \text{ kV}$ ou situadas em sistema isolado	125	100	112	90	100	80	90	72
Unidades Consumidoras com $69 \text{ kV} \leq \text{Tensão Nominal} < 230 \text{ kV}$	30	40	24	32	24	24	22	22

Tabela 7

Descrição do Sistema de Atendimento	DMIC (horas)
Unidades consumidoras situadas em área não urbana com Tensão Nominal ≤ 1 kV	16
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com Tensão Nominal ≤ 1 kV	11
Unidades Consumidoras situadas em área urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} < 69 \text{ kV}$	9
Unidades Consumidoras situadas em área não urbana com $1 \text{ kV} < \text{Tensão Nominal} < 69 \text{ kV}$ ou atendidas por sistema isolado	14
Unidades Consumidoras com $69 \text{ kV} \leq \text{Tensão Nominal} < 230 \text{ kV}$	4

§ 1º Para os indicadores DIC e FIC, os padrões mensais e trimestrais deverão corresponder a 30% e 40%, respectivamente, dos padrões anuais fixados na Tabela 6.

§ 2º Quando aplicados os percentuais estabelecidos no parágrafo anterior para o indicador FIC, o valor de padrão a ser considerado deverá corresponder ao primeiro inteiro igual ou superior ao resultado obtido.

§ 3º A concessionária cujo contrato de concessão apresentar valores para os padrões anuais, trimestrais e/ou mensais, relativos aos indicadores individuais, mais rigorosos aos estabelecidos nesta Resolução, deverá obedecer aos valores de contrato.

Art. 27. Até 31 de dezembro de 2003 a concessionária poderá apurar os indicadores de continuidade de conjuntos, DEC e FEC, utilizando o critério de correlação (unidade consumidora/potência instalada) conforme metodologia de cálculo discriminada a seguir:

Para cada conjunto, o número de unidades consumidoras atingidas por uma interrupção poderá ser calculado utilizando-se a fórmula seguinte:

$$Ca(i) = Pa(i) * \frac{Cbtu}{Pbtu} + Cbtr(i) + Cmt(i)$$

Onde:

- $Ca(i)$ = Número de unidades consumidoras atingidas em um evento (i), no período de apuração;
- i = Índice de eventos ocorridos no sistema que provocam interrupções em uma ou mais unidades consumidoras;
- $Pa(i)$ = Potência instalada dos transformadores que alimentam as cargas das unidades consumidoras atendidas em tensão até 1 kV, localizadas em área urbana, atingidas na interrupção (i);
- $Cbtu$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão até 1 kV, do conjunto considerado, localizadas em área urbana;
- $Pbtu$ = Potência instalada dos transformadores que alimentam as cargas das unidades consumidoras atendidas em tensão até 1 kV, localizadas em área urbana;
- $Cbtr(i)$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão até 1 kV, localizadas em área não urbana, atingidas na interrupção (i); e
- $Cmt(i)$ = Número de unidades consumidoras atendidas em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 230 kV, atingidas na interrupção (i).

Parágrafo único. Nos casos em que o contrato de concessão fixar data limite inferior à estabelecida neste artigo, a concessionária deverá obedecer às disposições contidas no respectivo contrato.

Art. 28. A partir de julho de 2000 o OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS deverá apurar e divulgar os indicadores de duração e frequência de interrupção, assim como o de duração máxima de interrupção contínua, referentes às barras de conexão da Rede Básica com os demais agentes.

§ 1º Todos os dados necessários à formação e apuração dos indicadores deverão ser disponibilizados ao ONS pelos agentes detentores de instalações de transmissão que compõem a Rede Básica.

§ 2º Até junho de 2000 o ONS proporá os padrões de desempenho, por barra de conexão, referentes aos indicadores citados no *caput* deste artigo, para aprovação pela ANEEL.

§ 3º Os padrões de que trata o parágrafo anterior deverão ser observados a partir de janeiro de 2001.

§ 4º O detalhamento necessário ao cálculo dos indicadores e as respectivas ações, para que o sistema opere de acordo com os limites neles propostos, serão definidos nos Procedimentos de Rede.

Art. 29. A concessionária de distribuição que acesse o sistema de outra concessionária de distribuição deverá ajustar, de comum acordo com a concessionária acessada, os padrões de continuidade para os indicadores DIC, FIC e DMIC por ponto de conexão, devendo os valores acertados fazerem parte integrante dos Contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição.

§ 1º Os padrões de continuidade para os indicadores DIC, FIC e DMIC, a serem ajustados por ponto de conexão, deverão corresponder a uma parcela dos padrões definidos nas Tabelas 1 a 5 desta Resolução ou, quando for o caso, aos padrões definidos em resolução específica.

§ 2º As penalidades associadas às violações dos padrões dos indicadores DIC, FIC e DMIC, por ponto de conexão, deverão ser estabelecidas nos Contratos de Uso dos Sistemas de Distribuição, conforme estabelecido no inciso VI, art. 11 da Resolução nº 281, de 1º de outubro de 1999, ou em suas eventuais atualizações.

Art. 30. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSÉ MÁRIO MIRANDA ABDO

(*) Republicada por determinação do art. 2º da Resolução nº 075, de 13 de fevereiro de 2003.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL

RESOLUÇÃO Nº 318 , DE 06 DE OUTUBRO DE 1998.

O DIRETOR-GERAL DA AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL, no uso de suas atribuições regimentais, de acordo com deliberação da Diretoria, e com o disposto no inciso X do art. 3º da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, com a redação dada pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998 e no art. 17 do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997; e,

Considerando que compete à ANEEL, no âmbito de suas atribuições de fiscalização das instalações e serviços de energia elétrica, a apuração de infrações e aplicação de penalidades,

RESOLVE:

Art. 1º Aprovar procedimentos para regular a imposição de penalidades aos agentes delegados de instalações e serviços de energia elétrica, referentes às infrações apuradas.

Título I – DAS PENALIDADES

Art. 2º As infrações às disposições legais e contratuais relativas a prestação de serviços, implantação e operação de instalações de energia elétrica sujeitarão o infrator às penalidades de:

I – advertência;

II – multa;

III – embargo de obras;

IV – interdição de instalações;

V – suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões ou autorizações, bem como de impedimento de contratar com a ANEEL e de recebimento de autorização para os serviços e instalações de energia elétrica;

VI – revogação da autorização;

VII – intervenção administrativa; e,

VIII – caducidade da concessão ou da permissão.

Capítulo I – Das Infrações e Sanções

Art. 3º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de advertência, o fato de:

I - não dar condições de funcionamento adequado ao Conselho de Consumidores;

II - não manter à disposição dos consumidores, em locais acessíveis, nos escritórios de atendimento ao público, exemplares da legislação pertinente às condições gerais de fornecimento de energia elétrica;

III – não prestar informações aos usuários, quando solicitado;

IV - não manter organizado e atualizado o cadastro relativo a cada unidade consumidora, com informações que permitam a identificação do consumidor, sua localização, valores faturados, histórico de consumo, bem como quaisquer outros dados exigidos por lei ou pelos regulamentos dos serviços delegados;

V - não manter organizado e atualizado o cadastro relativo a cada central geradora, com informações que permitam a identificação do quantitativo da energia gerada, bem como sua localização, seus equipamentos, sua paralisação ou desativação e quaisquer outros dados exigidos por lei ou pelos regulamentos dos serviços;

VI – não manter atualizado junto à ANEEL o endereço completo, inclusive os respectivos sistemas de comunicação que possibilitem fácil acesso à empresa;

VII - não encaminhar à ANEEL, nos prazos estabelecidos e segundo instruções específicas, dados estatísticos sobre a produção, comercialização e consumo próprio de energia elétrica;

VIII - não remeter à ANEEL, nos prazos estabelecidos, as informações e os documentos solicitados para a solução de divergências entre agentes e entre estes e seus consumidores; e,

IX - não prestar informações solicitadas pela ANEEL no prazo estabelecido.

Art. 4º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo I, o fato de:

I - não informar aos usuários sobre os riscos existentes e os cuidados especiais que a energia elétrica requer;

II - não restituir ao usuário os valores recebidos, indevidamente, nos prazos estabelecidos na legislação e no contrato;

III- não manter sistema de comunicação que possibilite fácil acesso dos consumidores à empresa, observadas as peculiaridades regionais;

IV - não atender pedido de serviços nos prazos e condições estabelecidos na legislação e no contrato;

V - não proceder ao prévio aviso para a suspensão ou interrupção programada do fornecimento nos casos previstos na legislação;

VI - não encaminhar à ANEEL, nos prazos estabelecidos e conforme previsto nos regulamentos específicos, indicadores utilizados para a apuração da qualidade do fornecimento de energia elétrica;

VII - não apurar e registrar, separadamente, os investimentos, as receitas e os custos por produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

VIII - não apresentar, nos prazos previstos e segundo as diretrizes da ANEEL, os Programas Anuais de Incremento à Eficiência no Uso e na Oferta de Energia Elétrica, bem como os relativos à Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico do Setor Elétrico;

IX - não cumprir as normas de gestão dos reservatórios e das respectivas áreas de proteção;

X - não implantar e manter, nos termos da legislação, as instalações de observações hidrológicas;

XI - não enviar à ANEEL, no prazo estabelecido, os dados e as informações necessárias ao cálculo da compensação financeira pela utilização de recursos hídricos;

XII - não manter organizado e atualizado o Calendário de Leitura e Faturamento;

XIII - não enviar à ANEEL, quando solicitadas, informações empresariais relativas à composição acionária da empresa e de seus acionistas, em todos os níveis, e às relações contratuais mantidas entre a empresa, seus acionistas e empresas controladas ou coligadas;

XIV - não dispor de pessoal técnico legalmente habilitado, próprio ou de terceiros, para a operação e manutenção das instalações elétricas, de modo a assegurar a qualidade e a eficiência das atividades, a segurança das pessoas e dos bens, assim como para o atendimento comercial;

XV - não utilizar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam a prestação de serviço adequado; e,

XVI - criar dificuldades, de qualquer natureza, à fiscalização da ANEEL.

Art. 5º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo II, o fato de:

- I - não instituir o Conselho de Consumidores;
- II - não manter registro atualizado das reclamações e solicitações dos consumidores, com anotação da data e do motivo, bem como não informar ao interessado, no prazo definido nas normas pertinentes e no contrato, as providências adotadas;
- III - não realizar leitura e faturamento nos termos das disposições legais;
- IV - não cumprir os prazos estabelecidos para início da operação de instalações e prestação de serviços de energia elétrica;
- V - não manter registro atualizado dos dados utilizados para apuração dos índices de qualidade do fornecimento de energia elétrica, continuidade e conformidade, segundo definido nos regulamentos específicos, com a anotação, quando for o caso, das causas, dos períodos de duração e das providências adotadas para a solução do problema;
- VI - não atender ao mercado consumidor, de forma abrangente nos termos da legislação e do contrato de concessão;
- VII - não submeter à prévia aprovação da ANEEL, nos casos exigidos pela legislação e pelo contrato, projetos de obras e instalações de energia elétrica e suas eventuais modificações, assim como não proceder à sua execução em conformidade com o projeto aprovado e nos prazos estabelecidos;
- VIII - não efetuar, nos prazos estabelecidos, reparos, melhoramentos, substituições e modificações, de caráter urgente, nas instalações;
- IX - não comunicar, imediatamente, aos órgãos competentes, a descoberta de materiais ou objetos estranhos às obras, que possam ser de interesse geológico ou arqueológico;
- X - não acatar as regras e recomendações estabelecidas para a operação das instalações de geração e transmissão;
- XI - não prestar contas da gestão dos serviços concedidos nos prazos legais e contratuais ou estabelecidos pela ANEEL;
- XII - não instalar medidores de energia elétrica e demais equipamentos de medição nas unidades consumidoras, salvo nos casos específicos excepcionados na legislação aplicável;
- XIII - não manter registro, controle e inventário físico dos bens e instalações relacionados à atividade desenvolvida e não zelar pela sua integridade, inclusive aqueles de propriedade da União em regime especial de uso;

XIV - não manter adequadamente segurados os bens e as instalações que, por razões de ordem técnica, sejam essenciais à garantia e confiabilidade do sistema elétrico; e,

XV - não cumprir determinação da ANEEL no prazo estabelecido.

Art. 6º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo III, o fato de:

I - executar atividades de energia elétrica sem concessão, permissão ou autorização;

II- não cumprir as disposições legais e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços;

III - não implementar os investimentos em pesquisa e desenvolvimento tecnológico do setor elétrico, como estipulado contratualmente;

IV- não realizar as obras necessárias à prestação de serviço adequado, assim como não manter e operar satisfatoriamente as instalações e os equipamentos correspondentes;

V- não fazer a contabilidade em conformidade com as normas, procedimentos e instruções específicas constantes do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica;

VI - efetuar cessão ou transferência de bens vinculados ao serviço, a qualquer título, bem como dar em garantia estes bens ou a receita dos serviços de energia elétrica, sem prévia e expressa autorização da ANEEL, observado o disposto na legislação, especialmente nos Decretos nºs 41.019/57 e 2.003/96;

VII - não registrar, separadamente, os custos referentes aos contratos, acordos ou ajustes celebrados com acionistas controladores, diretos ou indiretos, e empresas controladas ou coligadas; e,

VIII – não encaminhar à ANEEL, nos prazos estabelecidos, informações econômicas e financeiras definidas nas disposições legais e contratuais.

Art. 7º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV, o fato de:

I - estabelecer medidas e procedimentos de racionamento de energia elétrica sem a prévia autorização;

II - praticar valores de tarifas de energia elétrica superiores àqueles autorizados pela ANEEL, observado o disposto no § 2º do art. 15 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996;

III - cobrar dos usuários taxas de serviços não previstas na legislação, ou valores desses serviços superiores aos estabelecidos em regulamento;

IV - não participar financeiramente nos custos de novas ligações e aumento de carga, nos termos da legislação;

V - discriminar usuários da mesma classificação, atendidos em igual tensão de fornecimento, quanto a cobrança de qualquer natureza, excetuando-se os consumidores livres;

VI - praticar tarifas de uso e conexão na transmissão e na distribuição não compatíveis com os critérios de acesso e valoração estabelecidos;

VII - não assegurar livre acesso, aos seus sistemas de transmissão e distribuição, a outros agentes do setor de energia elétrica e a consumidores não sujeitos à exclusividade do fornecimento;

VIII - não efetuar, quando determinado pela ANEEL, os suprimentos de energia elétrica a outros agentes, assim como as interligações que forem necessárias;

IX - não implementar as medidas objetivando o incremento da eficiência no uso e na oferta de energia elétrica, como estipulado contratualmente;

X - não submeter à prévia aprovação da ANEEL alteração do estatuto social, transferência de ações que implique mudança de seu controle acionário, bem como reestruturação societária da empresa;

XI - fornecer informação falsa à ANEEL;

XII - não manter registro, em separado, das atividades não objeto da concessão, ou não constituir outra sociedade para o exercício destas atividades, quando exigido; e,

XIII - não submeter, previamente, ao exame e aprovação da ANEEL, os contratos, acordos ou ajustes celebrados com acionistas controladores, diretos ou indiretos, e empresas controladas ou coligadas, em especial os que versem sobre direção, gerência, engenharia, contabilidade, consultoria, compras, construções, empréstimos, venda de ações, bem como com pessoas físicas ou jurídicas que façam parte, direta ou indiretamente, de uma mesma empresa controlada ou que tenham diretores ou administradores comuns ao agente delegado.

Capítulo II – Dos Critérios para Fixação das Penalidades

Art. 8º Os valores das multas serão determinados mediante aplicação, sobre o valor do faturamento, nos casos de concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica, ou sobre o valor estimado da energia produzida, nos casos de autoprodução e produção independente, correspondente aos últimos doze meses anteriores à lavratura do Auto de Infração, dos seguintes percentuais:

Grupo I: até 0,01% (um centésimo por cento);

Grupo II: até 0,1% (um décimo por cento);

Grupo III: até 1% (um por cento);

Grupo IV: até 2% (dois por cento).

§ 1º Para fins do que trata este artigo, entende-se por valor do faturamento as receitas oriundas da venda de energia elétrica e prestação de serviços, deduzidos o ICMS e o ISS.

§ 2º Para a determinação do valor estimado da energia será considerada a quantidade produzida, multiplicada por valor de referência de geração, estabelecido pela ANEEL.

§ 3º No caso do tempo de operação ser inferior a doze meses ou de não funcionamento ou operação das instalações do infrator, o valor a ser aplicado, nos termos deste artigo, será determinado com base na energia estimada para o período de doze meses, de acordo com o projeto aprovado pela ANEEL.

Art. 9º Na fixação do valor das multas serão consideradas a abrangência e a gravidade da infração, os danos dela resultantes para o serviço e para os usuários, a vantagem auferida pelo infrator e a existência de sanção anterior nos últimos quatro anos.

Art. 10. Ocorrendo a reincidência, dentro do período de doze meses subsequentes à lavratura do Auto de Infração, proceder-se-á da seguinte forma:

I - aplicação da multa correspondente ao Grupo I, para os casos punidos com advertência;

II - aplicação de acréscimo de cinquenta por cento, limitado ao percentual de dois por cento de que trata o art. 8º desta Resolução, para os casos punidos com multa.

Art. 11. Na hipótese da ocorrência concomitante de mais de uma infração serão aplicadas, simultânea e cumulativamente, as penalidades correspondentes a cada uma delas.

Art. 12. Sem prejuízo das penalidades de advertência e multa, constitui infração, sujeita às penalidades de embargo ou interdição, respectivamente, a realização de obras ou a posse de instalações, sem a necessária autorização ou concessão da ANEEL ou que ponham em risco a integridade física ou patrimonial de terceiros.

Art. 13. Sem prejuízo das penalidades de advertência e multa, constitui infração, sujeita a penalidade prevista no inciso V do art. 2º desta Resolução, a inexecução parcial ou total de obrigações legais e contratuais, caracterizada, entre

outras, por violação dos padrões de qualidade dos serviços, atraso da entrada em operação das instalações e descumprimento de determinações da ANEEL.

Art. 14. Sem prejuízo das penalidades de advertência e multa, constituem infrações, sujeitas à penalidade de revogação da autorização, aquelas previstas na legislação e nos atos autorizativos, conforme estabelecido no inciso V do art. 17 do Anexo I do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997.

Art. 15. A aplicação das penalidades de que tratam os arts. 12, 13 e 14 obedecerá o rito do processo administrativo punitivo de que trata esta Resolução, sendo inaugurado com a lavratura do Auto de Infração (AI), devidamente instruído com o Termo de Notificação (TN) de que tratam os arts. 17 e seguintes.

Parágrafo único. Na hipótese da aplicação das penalidades de embargo de obras ou de interdição de instalações, a defesa e o recurso serão recebidos sem o efeito suspensivo.

Art. 16. Independentemente da aplicação das penalidades de advertência e multa, a concessão e a permissão estarão sujeitas à intervenção administrativa e à declaração de caducidade nos termos da legislação, em especial da Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995.

Título II – DOS PROCEDIMENTOS

Capítulo I – Da Ação Fiscalizadora

Art. 17. A ação fiscalizadora será consubstanciada em relatório de fiscalização do qual se fará Termo de Notificação (TN), emitido em duas vias, contendo:

- a) identificação do órgão fiscalizador e respectivo endereço;
- b) nome, endereço e qualificação da notificada;
- c) descrição dos fatos levantados;
- d) determinação de ações a serem empreendidas pela notificada, com seus respectivos prazos;
- e) identificação do representante do órgão fiscalizador, com seu cargo, função, número da matrícula e assinatura;
- f) local e data da lavratura.

Parágrafo único. Uma via do TN será entregue, ou enviada, ao representante legal da notificada ou ao seu procurador habilitado, para conhecimento, sempre acompanhada se existir do respectivo relatório de fiscalização.

Art. 18. A notificada terá o prazo de quinze dias, contado do recebimento do TN, para manifestar-se sobre o objeto do mesmo, inclusive juntando os comprovantes que julgar convenientes.

§ 1º Decorrido este prazo, uma cópia do TN, acompanhada do relatório de fiscalização e de eventual manifestação na notificada, será encaminhada para análise das Superintendências envolvidas com os fatos levantados.

§ 2º Quando da análise da manifestação da notificada poderão ser solicitadas outras informações julgadas necessárias ao melhor esclarecimento dos fatos relatados.

Art. 19. A decisão acerca da instrução do processo administrativo punitivo, de que tratam os Capítulos II e III do Título II e, ainda, de outros procedimentos administrativos cabíveis, será proferida pelo Superintendente responsável pela ação fiscalizadora e comunicada à notificada no prazo de 45 dias, contado da emissão do TN.

§ 1º O TN será arquivado nos seguintes casos:

- I - não sendo confirmada a irregularidade;
- II – sendo consideradas procedentes as alegações da notificada; e,
- III - sendo atendidas, no prazo, as determinações da ANEEL.

§ 2º Será instituído o processo administrativo punitivo nos seguintes casos:

- I - sendo confirmada a irregularidade;
- II – não havendo manifestações da interessada;
- III - não sendo consideradas satisfatórias as alegações apresentadas; e,
- IV - não sendo atendidas, no prazo, as determinações da ANEEL.

Capítulo II – Do Processo Administrativo Punitivo

Art. 20. O Auto de Infração (AI), emitido pelo Superintendente responsável pela ação fiscalizadora, iniciará o processo administrativo punitivo, o qual será instruído com o TN e toda documentação que lhe deu origem.

§ 1º Para a mesma ação fiscal será lavrado um só AI, em duas vias, apontando quantas forem as infrações cometidas.

§ 2º Quando a ação fiscalizadora envolver mais de uma Superintendência, o AI será assinado pelos respectivos titulares.

§ 3º O AI poderá ser retificado de ofício pelo Superintendente responsável, desde que ocorra vício, oportunidade em que se abrirá novo prazo ao autuado para o exercício da defesa.

§ 4º O processo administrativo punitivo será sigiloso até a decisão final, salvo em relação ao autuado ou seu procurador e no caso de realização de Audiência Pública.

Art. 21. O Auto de Infração será emitido em duas vias, contendo:

I - o local, a data e a hora da lavratura;

II - o nome, o endereço e a qualificação da autuada;

III - a descrição do fato ou do ato constitutivo da infração;

IV - o dispositivo legal, regulamentar, ou contratual infringido e a respectiva penalidade;

V - o prazo de quinze dias para recolhimento da multa ou apresentação da defesa;

VI – as instruções para o recolhimento da multa em favor da ANEEL;

VII – a indicação do Diretor a quem deverá ser apresentada a defesa e o local para sua apresentação; e,

VIII - a identificação do Superintendente autuante, sua assinatura, a indicação do seu cargo ou função e o número de sua matrícula.

Parágrafo único. Uma via do AI será remetida, ou entregue, para a citação, ao representante legal da autuada, ou ao seu procurador habilitado, mediante registro postal com Aviso de Recebimento (AR) ou outro documento que comprove o recebimento do AI.

Art. 22. Dentro do prazo estipulado no inciso V, do artigo anterior, a autuada apresentará defesa, sob pena de revelia.

Parágrafo único. A defesa terá efeito suspensivo na parte em que impugnar o AI, observada a excepcionalidade contida no parágrafo único, do art. 15, desta Resolução.

Art. 23. A defesa oferecida será julgada pelo Diretor indicado no AI, que poderá ratificar as penalidades de advertência e de multa, conforme o caso.

§ 1º A decisão acerca da defesa ou da revelia será proferida e publicada no Diário Oficial no prazo de trinta dias, contado do recebimento da defesa ou da constatação da revelia.

§ 2º A autuada terá o prazo de dez dias, a partir da publicação da decisão no Diário Oficial, para efetuar o recolhimento da multa em favor da ANEEL ou apresentar recurso.

Art. 24. Após o recolhimento da multa, a autuada deverá encaminhar uma via do respectivo comprovante, devidamente autenticado e sem rasuras, à ANEEL, que procederá o encerramento do processo administrativo punitivo.

Art. 25. O não recolhimento da multa no prazo estipulado acarretará o imediato encaminhamento do processo administrativo à Procuradoria-Geral da ANEEL, para inscrição em Dívida Ativa e respectiva cobrança, nos termos da Lei nº 6.830, de 22 de setembro de 1980, procedendo-se, de imediato, a inscrição do devedor no Cadastro de Inadimplentes do Ministério da Fazenda (CADIN).

Capítulo III – Do Recurso

Art. 26. Das decisões do Diretor, quanto à defesa apresentada, caberá recurso à Diretoria da ANEEL.

§ 1º O recurso será dirigido por escrito ao Diretor-Geral, no prazo estipulado no § 2º do art. 23 desta Resolução.

§ 2º O recurso será recebido com efeito suspensivo, excetuando-se a hipótese prevista no parágrafo único, do art. 15, desta Resolução, e deverá ser examinado no prazo de trinta dias. Em caso de decisão desfavorável, devolver-se-á o prazo de dez dias para o recolhimento da multa, a partir da data da publicação da decisão no Diário Oficial.

Art. 27. A critério da Diretoria da ANEEL, poderá ser realizada Audiência Pública no intuito de ouvir as partes interessadas no processo administrativo punitivo, determinando, se necessário, novas diligências processuais e novos prazos.

Título III – DAS DISPOSIÇÕES FINAIS

Art. 28. Em qualquer momento do processo administrativo punitivo, incluindo a fase recursal, será instada a Procuradoria-Geral da ANEEL para emitir parecer no prazo de vinte dias.

Art. 29. Aplicam-se às permissões e autorizações de serviços e instalações de energia elétrica, no que couber, as disposições desta Resolução.

Art. 30. Os órgãos estaduais e do Distrito Federal, conveniados com a ANEEL para a execução das atividades descentralizadas, poderão aplicar as penalidades de advertência e multa previstas nesta Resolução.

§ 1º Quando da execução da ação fiscalizadora pelos órgãos conveniados serão aplicados os procedimentos de que tratam os Capítulos I e II do Título II, desta Resolução.

§ 2º Os procedimentos fixados nos Capítulos I e II do Título II, referidos no parágrafo anterior, poderão ser ajustados às peculiaridades de cada órgão convenia do, desde que sejam obedecidos os prazos e as fases do processo, definidos nesta Resolução, de forma a possibilitar à autuada o seu direito de defesa.

Art. 31. As defesas apresentadas em processos de aplicação de penalidades pelos órgãos conveniados deverão ser dirigidas aos mesmos, cabendo, da decisão denegatória proferida, recurso à ANEEL, nos termos do Capítulo III, Título II, desta Resolução.

Art. 32. As multas aplicadas pelos órgãos conveniados serão recolhidas em favor da ANEEL, ressalvados os casos explicitados sobre a matéria nos contratos de concessão.

Art. 33. Os prazos e demais disposições desta Resolução incidem, exclusivamente, nos procedimentos relativos à aplicação de penalidades aos concessionários, permissionários e autorizados dos serviços e instalações de energia elétrica, permanecendo, para os demais procedimentos administrativos, o que dispõe a Resolução nº 233, de 14 de julho de 1988.

Art. 34. Esta Resolução entra em vigor na data de sua publicação.

JOSE MÁRIO MIRANDA ABDO