

**RENATA DE BIASI RIBEIRO**

**FUNDAMENTOS DA NOVA LEGISTAÇÃO  
BRASILEIRA SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA**

**DISSERTAÇÃO APRESENTADA AO DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA  
ELÉTRICA DA UNIFEI.**

**ORIENTADORES:            PROF. DR. HECTOR ARANGO (UNIFEI)  
                                  PROF. DR. CARLOS MÁRCIO VIERA TAHAN (EPUSP)**

**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**

**NOVEMBRO DE 2002**

*Aos meus pais Expedito e Isaura*

*Ao Tales*

## **AGRADECIMENTOS**

- Aos Professores, Hector Arango e Carlos Márcio Vieira Tahan, por toda a dedicação e excelente orientação dispensadas ao longo do desenvolvimento desta dissertação, bem como pela participação extremamente significativa na minha formação profissional.
- Ao Professor José Policarpo G. Abreu, da Universidade Federal de Itajubá, pelo grande incentivo, à época da graduação, para a realização do curso de Mestrado.
- Aos amigos da CSPE, Kleber Hashimoto e Rodolfo Coli da Cunha, pelas informações e apoio prestados ao longo deste trabalho.
- Ao colega e amigo, Jercemil Roberto Ribeiro, pelo seu incentivo e apoio durante este caminho.
- A ITAIPU, por promover os meios necessários para a execução da dissertação.
- Finalmente, ao meu marido, meus pais, irmãos, pelo apoio imprescindível e confiança depositados em todos os momentos de minha vida.

## **RESUMO**

O objetivo da dissertação é oferecer um tratamento didático, porém aprofundado, dos fundamentos da legislação do setor elétrico brasileiro, fundamentos estes, indispensáveis para interpretá-la corretamente.

Analisa-se o tema qualidade da energia sob o contexto das resoluções da ANEEL n<sup>o</sup> 24/2000 e 505/2001, Padrões de Desempenho da Rede Básica relativos aos Procedimentos de Rede e experiências internacionais e também sobre os padrões de atendimento.

Expõe também a experiência da CSPE no contexto da qualidade da energia e apresenta o comportamento de empresas distribuidoras paulistas sob este aspecto, através da análise de índices de desempenho.

## **ABSTRACT**

The objective of this dissertation is to offer a didactic treatment on basements of Brazilian Legislation on Electric Sector about Power Quality.

Analyzes Power Quality under the context of ANEEL's resolutions n° 24/2000 and 550/2001, Performance Standards the Basic Net, International experiences and Emergency attendance standards.

It also shows the CSPE experience in the context the power quality and to present the behavior of São Paulo distribution companies through the analysis of performance indicators.

# SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES.....	viii
LISTA DE TABELAS.....	x
LISTA DE ABREVIACÕES.....	xii
1. INTRODUÇÃO.....	14
1.1 Introdução.....	14
1.2 Breve Histórico do Processo Regulatório Brasileiro.....	14
1.3 RE-SEB.....	16
1.3.1 Desverticalização.....	16
1.3.2 Privatização.....	17
1.3.3 A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.....	18
1.3.4 O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE.....	19
1.3.5 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS.....	20
1.3.6 Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão - CCPE.....	21
1.4 Revitalização do Setor Elétrico.....	21
1.5 Contratos de Concessão e Aspectos de Qualidade.....	22
1.5.1 Aspecto da qualidade nos contratos de concessão.....	25
2. REGULAMENTAÇÃO SOBRE QUALIDADE DO PRODUTO E SERVIÇO.....	31
2.1 Algumas Normas Internacionais.....	32
2.1.1 África do Sul.....	32
2.1.2 Argentina.....	33
2.1.3 França.....	38
2.1.4 Outros Países da Europa.....	40
2.2 A legislação sobre Continuidade e Conformidade.....	42
2.2.1 Resolução N <sup>o</sup> 24/2000 - Continuidade de Fornecimento.....	42
2.2.2 Resolução N <sup>o</sup> 505/2001 - Conformidade dos Níveis de Tensão.....	51
2.3 Procedimentos de Rede.....	59
2.3.1 Continuidade da Rede Básica.....	60
2.3.2 Variação de Frequência.....	62
2.3.3 Tensão em Regime Permanente.....	63
2.3.4 Flutuação de Tensão.....	64
2.3.5 Desequilíbrios de Tensão.....	66
2.3.6 Distorção Harmônica.....	67
2.3.7 Variação de Tensão de Curta Duração.....	68
2.4 Resolução n <sup>o</sup> 520/2002 - Atendimento de Emergência.....	69
3. ASPECTOS CONCEITUAIS DA CONFORMIDADE DOS NÍVEIS DE TENSÃO.....	73
3.1 Apuração dos Indicadores Contratuais das Concessionárias Paulistas.....	73

3.2	Principais Indicadores dos Contratos de Concessão das Distribuidoras Paulistas.....	77
3.3	Indicadores Individuais.....	81
4.	Resultados Analisados .....	84
4.1	Resultados da empresa A.....	84
4.1.1	Ano de 1998.....	89
4.1.2	Ano de 1999 .....	93
4.1.3	Ano de 2000 .....	96
4.1.4	Ano de 2001 .....	98
4.2	Resultados da Empresa B .....	100
4.2.1	Ano de 1998 .....	106
4.2.2	Ano de 1999 .....	108
4.2.3	Ano de 2000 .....	110
4.2.4	Ano de 2001 .....	113
4.3	Análise comparativa das Empresas A e B .....	116
4.4	Análise comparativa da FCITxFDTb com Resolução N° 505 da ANEEL.....	118
5.	CONCLUSÕES e SUGESTÕES .....	121
	BIBLIOGRAFIA.....	125
	APÊNDICE A.....	127

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

<i>Figura 1 – Função FCIT</i> .....	80
<i>Figura 2 – Mostra o Nível i</i> .....	83
<i>Figura 3 – FDT's da Empresa A</i> .....	86
<i>Figura 4 – FDTb's da Empresa A</i> .....	86
<i>Figura 5 – FCITxFDTb de 1998 a 2001 da Empresa A</i> .....	87
<i>Figura 6 - % FCITxFDTb da Empresa A</i> .....	88
<i>Figura 7 – Porcentagem da duração da violação da tensão dos consumidores que geram FEV da Empresa A</i> .....	89
<i>Figura 8 –DIV's dos consumidores que geraram FEV em 1998 da Empresa A</i> .....	90
<i>Figura 9 –Curva de permanência do DIV's de 1998 da Empresa A</i> .....	91
<i>Figura 10 – NIV's dos consumidores que geram FEV em 1998 da Empresa A</i> .....	91
<i>Figura 11 – Curva de permanência dos NIV's de 1998 da Empresa A</i> .....	92
<i>Figura 12 – Duração versus Nível da violação de 1998 da Empresa A</i> .....	92
<i>Figura 13 - DIV's dos consumidores que geraram FEV em 1999 da Empresa A</i> .....	93
<i>Figura 14 – Curva de permanência dos DIV's em 1999 da Empresa A</i> .....	94
<i>Figura 15 – NIV dos consumidores que geraram FEV em 1999 da Empresa A</i> .....	94
<i>Figura 16 – Curva de permanência dos NIV's em 1999 da Empresa A</i> .....	95
<i>Figura 17 – Duração versus Nível de violação em 1999 da Empresa A</i> .....	95
<i>Figura 18 – DIV's dos consumidores que geraram FEV em 2000 da Empresa A</i> .....	96
<i>Figura 19 – Curva de Permanência dos DIV's em 2000 da Empresa A</i> .....	96
<i>Figura 20 – NIV's dos consumidores que geraram FEV em 2000 da Empresa A</i> .....	97
<i>Figura 21 – Curva de Permanência dos NIV's em 2000 da Empresa A</i> .....	97
<i>Figura 22 – NIV versus DIV em 2000 da Empresa A</i> .....	98
<i>Figura 23 – DIV's dos consumidores que apresentaram FEV em 2001 da Empresa A</i> .....	98
<i>Figura 24 – Curva de Permanência dos DIV's em 2001 da Empresa A</i> .....	99
<i>Figura 25 – NIV's dos consumidores que geraram FEV em 2001 da Empresa A</i> .....	99
<i>Figura 26 – Curva de permanência dos NIV's em 2001 da Empresa A</i> .....	100
<i>Figura 27 – NIV versus DIV em 2001 da Empresa A</i> .....	100
<i>Figura 28 – FDT's da Empresa B</i> .....	102
<i>Figura 29 – FDbT's que geram FEV da Empresa B</i> .....	102
<i>Figura 30 – FCITxFDTb de 1998 a 2001 da Empresa B</i> .....	103
<i>Figura 31 - % FCITxFDTb da Empresa B</i> .....	104
<i>Figura 32 – Porcentagem da duração da violação da tensão dos consumidores que geram FEV da Empresa B</i> .....	105
<i>Figura 33 –DIV's dos consumidores que geraram FEV em 1998 da Empresa B</i> .....	106
<i>Figura 34 –Curva de permanência do DIV's em 1998 da Empresa B</i> .....	107
<i>Figura 35 – NIV's dos consumidores que geram FEV em 1998 da Empresa B</i> .....	107
<i>Figura 36 – Curva de permanência dos NIV's em 1998 da Empresa B</i> .....	107



<i>Figura 37 – Duração versus Nível da violação em 1998 da Empresa B.....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 38 - DIV's dos consumidores que geraram FEV em 1999 da Empresa B .....</i>	<i>108</i>
<i>Figura 39 – Curva de permanência dos DIV's em 1999 da Empresa B.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 40– NIV dos consumidores que geraram FEV em 1999 da Empresa B.....</i>	<i>109</i>
<i>Figura 41 – Curva de permanência dos NIV's em 1999 da Empresa B.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 42 – Duração versus Nível de violação em 1999 da Empresa B.....</i>	<i>110</i>
<i>Figura 43 – DIV's dos consumidores que geraram FEV em 2000 da Empresa B.....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 44 – Curva de Permanência dos DIV's em 2000 da Empresa B .....</i>	<i>111</i>
<i>Figura 45 – NIV's dos consumidores que geraram FEV em 2000 da Empresa B.....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 46 – Curva de Permanência dos NIV's em 2000 da Empresa B .....</i>	<i>112</i>
<i>Figura 47 – NIV versus DIV em 2000 da Empresa B.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 48 – DIV's dos consumidores que apresentaram FEV em 2001 da Empresa B.....</i>	<i>113</i>
<i>Figura 49 – Curva de Permanência dos DIV's em 2001 da Empresa B .....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 50 – NIV's dos consumidores que geraram FEV em 2001 da Empresa B.....</i>	<i>114</i>
<i>Figura 51 – Curva de permanência dos NIV's em 2001 da Empresa B.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 52 – NIV versus DIV em 2001 da Empresa B.....</i>	<i>115</i>
<i>Figura 53 – FEV anual das empresas A e B .....</i>	<i>116</i>
<i>Figura 54 –FCITxFDTb anual das empresas A e B.....</i>	<i>116</i>
<i>Figura 55 –Nível Equivalente Violação das Empresas A e B.....</i>	<i>117</i>
<i>Figura 56 – Comparação FCIT com Fator (Resolução nº 505) .....</i>	<i>118</i>
<i>Figura 57 – Comparação da FCITxFDTb e Fator da Empresa A em 1998.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura 58 - Comparação da FCITxFDTb e Fator da Empresa B em 1998.....</i>	<i>119</i>
<i>Figura A .1 - Distribuição dos pontos de controle da Rede Básica a partir do nível de tensão.....</i>	<i>130</i>

## LISTA DE TABELAS

<i>Tabela 2.1 – Número e duração de interrupções forçadas e programadas por ano para consumidores sem contratos de multi-alimentação – África do Sul. ....</i>	<i>33</i>
<i>Tabela 2.2 – Valores dos indicadores de controle por semestre - Argentina .....</i>	<i>36</i>
<i>Tabela 2.3 - Valores dos indicadores máximos para cada semestre - Argentina .....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 2.4 - Níveis de referência das variações de tensão admissíveis - Argentina.....</i>	<i>37</i>
<i>Tabela 2.5 - Limites para as interrupções (V &lt; 63 kV) - França.....</i>	<i>39</i>
<i>Tabela 2.6 -Limites de interrupção (V &gt; 63 kV) - França .....</i>	<i>40</i>
<i>Tabela 2.7 - Qualidade da Tensão: Norma EN 50160; 1999 .....</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 2.8 - Quadro Resumo.....</i>	<i>41</i>
<i>Tabela 2.9 - Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais .....</i>	<i>47</i>
<i>Tabela 2.10 - FEC Anual - Todas as concessionárias.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 2.11 - DEC Anual - Todas as concessionárias.....</i>	<i>51</i>
<i>Tabela 2.12 – Faixa de Variação da tensão de Leitura em relação a contratada para tensões superiores a 1 kV.....</i>	<i>52</i>
<i>Tabela 2.13 - Faixa de Variação da tensão de Leitura em relação a contratada para tensões inferiores a 1 kV .....</i>	<i>53</i>
<i>Tabela 2.14 - Número de componentes da amostra trimestral.....</i>	<i>56</i>
<i>Tabela 2.15 – Níveis de tensão (fase-fase) em corrente alternada para Rede Básica .....</i>	<i>63</i>
<i>Tabela 2.16 – Limites Globais Plt (“Probability long term”) e Pst (“Probability short term”).....</i>	<i>65</i>
<i>Tabela 2.17 - Fatores de Transferência da Rede Básica.....</i>	<i>66</i>
<i>Tabela 2.18– Limites globais de tensão harmônica expressos em porcentagem da tensão fundamental.....</i>	<i>67</i>
<i>Tabela 2.19 - Denominação das Variações de Tensão de Curta Duração.....</i>	<i>68</i>
<i>Tabela 3.1 - Limites máximos e mínimos para tensão de fornecimento aos consumidores ligados à rede secundária. ....</i>	<i>76</i>
<i>Tabela 4.1 – Resultados da empresa A .....</i>	<i>84</i>
<i>Tabela 4.2 – Variação da FEV com a variação do limite de corte da Empresa A.....</i>	<i>87</i>
<i>Tabela 4.3 – Duração Coletiva da Empresa A.....</i>	<i>88</i>
<i>Tabela 4.4 – Resultados da Empresa B.....</i>	<i>101</i>
<i>Tabela 4.5 - Variação da FEV com a variação do limite de corte da Empresa B .....</i>	<i>103</i>
<i>Tabela 4.6 – Duração Coletiva da Empresa B.....</i>	<i>104</i>
<i>Tabela A .1 - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora para Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento 69kV &lt;= Tensão &lt; 230 kV. ....</i>	<i>127</i>
<i>Tabela A .2 - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora para Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento 1kV &lt;= Tensão &lt; 69 kV .....</i>	<i>127</i>
<i>Tabela A .3 - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora localizada no perímetro urbano atendidas em tensão inferior a 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com carga instalada igual ou superior a 100 kVA.....</i>	<i>128</i>

<i>Tabela A .4 - - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora localizada no perímetro urbano atendidas em tensão inferior a 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com carga instalada inferior a 100 kVA.....</i>	<i>128</i>
<i>Tabela A .5 - Distribuição dos pontos de controle da Rede Básica a partir do nível de tensão [18] .....</i>	<i>129</i>
<i>Tabela A .6 - Distribuição dos Pontos de Controle por configuração de barras da Rede Básica [18] .....</i>	<i>129</i>
<i>Tabela A .7 – Padrões provisórios dos pontos de controle das regiões Sul e Sudeste [18]. .....</i>	<i>130</i>

## LISTA DE ABREVIACÕES

DNAEE	Departamento Nacional Águas e Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
MAE	Mercado Atacadista de Energia
ASMAE	Administradora dos Serviços do Mercado Atacadista de Energia
COMAE	Conselho do Mercado Atacadista de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
RE-SEB	Reestruturação do Sistema Elétrica Brasileiro
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor
FMA	Frequência Média de Atendimento
TMA	Tempo Médio de Atendimento
T80%	Tempo 80% de Atendimento de Emergência
TA	Tempo de Atendimento
DIC	Duração de Interrupção Individual
FIC	Frequência de Interrupção Individual
NER	Regulador Nacional da Eletricidade
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad
FMIT	Frequência média de interrupção por transformador
TTIT	Tempo total de interrupção por Transformador
FMIK	Frequência média de interrupção por kVA instalado
TTIK	Tempo total de interrupção por kVA instalado
EDF	Electricité de France
DMIC	Duração Máxima da Interrupção por unidade consumidora.
TA	Tensão de Atendimento
TC	Tensão Contratada
TL	Tensão de Leitura
TN	Tensão Nominal
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
ICC	Índice de unidades consumidoras com Tensão Crítica
DIPC	Duração da Interrupção do Serviço da Rede Básica no Ponto de Controle

FIPC	Frequência da Interrupção do Serviço da Rede Básica no Ponto de Controle
DMIPC	Duração Máxima da Interrupção do Serviço da Rede Básica no Ponto de Controle
DTHT	Distorção de Tensão Harmônica Total
TP	Tempo de Preparação
TL	Tempo de Localização
TI	Tempo Total de Identificação da Ocorrência
TMP	Tempo Médio de Preparação
TML	Tempo Médio de Localização
TMI	Tempo Médio Total de Identificação de Ocorrências
CSPE	Comissão Serviços Públicos de Energia
FEV	Frequência Equivalente de Violação de Tensão
FDT	Função Distribuição de Tensão
FDTb	Função Distribuição de Tensão dos que geram FEV
FCIT	Função Custo de Imperfeição de Tensão
DIV	Duração individual de violação
NIV	Nível individual de violação
NEV	Nível equivalente de violação

# 1. INTRODUÇÃO

## 1.1 Introdução

O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro está sendo implementado de maneira acelerada e dentro deste contexto está inserida a qualidade da energia, que é um fator primordial, pois, todas as empresas, terão que adequar seus serviços e produtos elétricos aos anseios atuais da sociedade.

No bojo desta profunda revisão encontra-se o imperativo de adequar a legislação brasileira para a qualidade da energia.

Este processo de adaptação encontra-se em andamento na ANEEL, com apoio das agências estaduais, entretanto há sobrados motivos históricos para se acreditar que uma das possíveis restrições para a implementação do novo arcabouço regulatório é o entendimento dos fundamentos teóricos que o embasaram.

Esta dissertação insere-se neste contexto, analisando os aspectos da qualidade tanto na sua evolução histórica como nos desafios atuais.

## 1.2 Breve Histórico do Processo Regulatório Brasileiro

A regulamentação da energia elétrica no Brasil dava seu primeiro passo em 10 de julho de 1934 quando Getúlio Vargas assinou o Decreto N<sup>o</sup> 26.234, necessário para o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro. Deste período destacamos algumas medidas que mais causaram impacto[1]:

- A distinção entre a propriedade do solo e a propriedade das quedas d'água e outras fontes de energia hidráulica, para aproveitamento industrial.

- A incorporação de todas as fontes de energia hidráulica existente em águas públicas, de uso comum ao patrimônio da União, como propriedade inalienável e imprescritível. Os aproveitamentos passaram a depender de concessão, quando para serviços públicos, ou de autorização, quando para uso privado, limitado este a 150 kW.
- O prazo de concessão foi fixado em trinta anos, que podia chegar a cinquenta anos, em caso de investimentos complementares significativos.
- As autorizações e concessões seriam dadas exclusivamente a brasileiros ou a empresas organizadas no Brasil, ressalvados os direitos já adquiridos.
- Era assegurado o direito do poder público fiscalizar técnica, financeira e contabilmente as empresas do setor, visando garantir a prestação de um serviço adequado a tarifas razoáveis e ao equilíbrio financeiro das empresas.
- As tarifas seriam fixadas sob a forma de serviço pelo custo.
- A remuneração do serviço se faria sobre o capital das empresas, avaliado de acordo com o custo original das instalações.
- As empresas existentes em 1934 se sujeitariam às normas do Código, sendo que os contratos existentes deveriam ser revistos ou novos serem firmados, sob pena das empresas não terem direitos sobre os benefícios do Código e nem poderem ampliar ou modificar suas instalações.
- Era autorizada a criação do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica.

Em 1938, o Decreto-Lei N<sup>o</sup> 852 faz depender de autorização ou concessão federal o estabelecimento de linhas de transmissão e redes de distribuição e em 1939 o Decreto-Lei N<sup>o</sup> 1.284 cria o CNAEE, precursor do DNAEE, que tinha como atribuição manter estatísticas, organizar a interligação dos sistemas, regulamentar o Código de Águas e examinar as questões tributárias referentes à energia elétrica.

Posteriormente, a partir da década de 1960 o sistema passou por transformações, incluindo a sua quase estatização, sendo portanto o estado encarregado do duplo papel: investidor e regulamentador. A concepção da estatização passou por uma crise que culminou na necessidade de reestruturação. Neste período, durante final dos anos 70, foram estabelecidos os principais condicionantes da qualidade de fornecimento de energia elétrica: continuidade e conformidade, através das portarias N<sup>o</sup> 046 e 047 do DNAEE, ambas de 1978.

## **1.3 RE-SEB**

O setor elétrico brasileiro passou por muitas mudanças na década passada através de um processo de reforma institucional, este processo foi intitulado como RE-SEB[2], Reestruturação do Sistema Elétrico Brasileiro.

Um dos principais pontos que levou a estas mudanças foi que se detectou a necessidade de assegurar os investimentos necessários para a expansão da oferta de energia, pois o Estado não estava sendo capaz de investir em infra-estrutura na escala necessária para atender ao aumento da demanda e garantir que o setor fosse economicamente eficiente e mais competitivo para garantir energia confiável ao menor custo possível.

Foram necessárias algumas mudanças, tais como: a desverticalização das atividades, privatizações de empresas estaduais e federais, e a criação de outros organismos como ANEEL, ONS, MAE.

### **1.3.1 Desverticalização**

Separação entre as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Em sua forma mais radical, a desverticalização objetiva separar sempre as atividades fins por empresas distintas. Dentro de certos limites está se



admitindo em caráter temporário, que algumas combinações destas atividades fossem realizadas por uma única empresa, desde que houvesse uma estrita separação contábil.

- a) Geração - abrange todas as atividades de produção de energia (usinas hidrelétricas, térmicas e outras fontes alternativas), incluindo a importação de países de fronteira, exercidas atualmente por Concessionários de Serviço Público de Geração e por Produtores Independentes de Energia – PIEs.
  
- b) Transmissão - se refere às atividades de transporte da energia produzida até os grandes centros de consumo. Assim como o segmento de geração, as atividades de transmissão podem ser subdivididas em operação e expansão.
  
- c) Distribuição - se encarrega do transporte final da energia a partir dos pontos de entrega na rede de alta tensão até os consumidores finais.
  
- d) Comercialização - está encarregado das atividades de contratação da geração e revenda aos consumidores, sendo exercido de maneira competitiva, por conta e risco dos empreendedores, mediante autorização da ANEEL.

Livre acesso: garantia de interligação ao SIN dos produtores e consumidores às redes de transmissão e distribuição de qualquer concessionária.

### **1.3.2 Privatização**

Além de proporcionar recursos para o setor público, o processo de privatização visou transferir para o setor privado grande parte da responsabilidade pela realização dos investimentos, possibilitar a competição entre as empresas e proporcionando condições para que elas se tornassem mais eficientes.

O estabelecimento da competição na geração e na comercialização visa o aumento da eficiência e possível redução dos preços e uma forma de permitir esta competição é assegurar a garantia de livre acesso às redes de transmissão e distribuição.

Esta estrutura do Setor não só provocou o surgimento de funções que não existiam antes, como modificou profundamente o conteúdo e a forma de várias atividades como, por exemplo, a regulamentação das atividades ligadas à energia elétrica. O exercício destas funções modificadas ou mesmo até então inexistentes tornou necessária a criação de novas entidades. Dentre estas, são especialmente relevantes para o dia-a-dia das empresas do Setor:

### **1.3.3 A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL**

Foi criada pela Lei N° 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a qual foi regulamentada pelo Decreto N° 2.335, de 06 de outubro de 1997, e posteriormente alterada pela Lei N° 9.648, de 27 de maio de 1998.

A ANEEL é o órgão regulador e fiscalizador do Setor Elétrico. Suas atribuições incluem, dentre outras:

- promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- celebrar e gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, expedir as autorizações, bem como fiscalizá-los;
- regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por

concessionário, permissionário e autorizado, bem como pelos consumidores livres;

- cabe à ANEEL definir as regras de participação no MAE - Mercado Atacadista de Energia- , homologar o Acordo de Mercado e autorizar as atividades do ONS - Operador Nacional Sistema.

As decisões da ANEEL são tomadas de forma colegiada por uma diretoria composta por cinco diretores com mandato de quatro anos. Estes diretores são nomeados pelo Presidente da República, e sua nomeação é aprovada pelo Senado Federal.

### **1.3.4 O Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE**

Foi criado pela Lei N° 9.648, de 27 de maio de 1998, regulamentada pelo Decreto N° 2655, de 02 de julho de 1998.

A implantação do MAE é uma das inovações mais importantes do processo de reestruturação do setor elétrico, pois é o ambiente onde serão realizadas as transações de compra e venda de energia elétrica no Sistema Interligado Brasileiro.

Em 2000, por meio da Resolução N° 20, a ANEEL homologou as regras de funcionamento do MAE, além de definir as diretrizes para a sua efetivação gradual. Sua implementação será procedida de um processo de transição em que o antigo modelo irá cedendo espaço para a expansão da competição entre os agentes econômicos. Uma das principais características da etapa inicial desse processo são os chamados contratos iniciais de venda de energia entre as geradoras e distribuidoras, com vigência total até janeiro de 2003 e até sua completa expansão, o mercado será implementado por etapas.

Cabe à ANEEL homologar o Acordo de Mercado e as Regras do MAE, bem como quaisquer alterações que venham a ser aprovadas pela Assembléia Geral.

### **1.3.5 Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS**

Também foi criado pela Lei N° 9.648 de 27 de maio de 1998, regulamentado pelo Decreto N° 2655, de 02 de julho de 1998.

Constituem atribuições do ONS:

- planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização eletro-energética do sistema nacional;
- a supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos
- a supervisão e controle da operação dos sistemas interligados e das interligações internacionais;
- contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, bem como dos serviços ancilares;
- propor à ANEEL as ampliações das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, bem como os reforços dos sistemas existentes, a serem licitados ou autorizados;
- a definição das regras para a operação das instalações de transmissão da rede básica dos sistemas elétricos interligados, a serem aprovadas pela ANEEL.

O ONS é regido por uma Assembléia Geral, por um Conselho de Administração e por uma Diretoria Executiva. A Assembléia Geral tem 21.000 votos, sendo que 9.000 da categoria Produção, 3.000 da categoria Transporte e 9.000 da categoria Consumo. Em cada categoria, 70% dos votos são distribuídos igualmente entre todos os agentes, e 30% são levados em conta sua importância relativa. O Conselho de Administração, eleito pela Assembléia Geral, é composto

por sete representantes da categoria Produção, quatro da categoria Transporte, sete da categoria Consumo e um representante do Ministério de Minas e Energia, este último com poder de veto a “deliberações que conflitem com as diretrizes e políticas governamentais para o setor de energia elétrica”. A Diretoria Executiva, responsável pelo dia-a-dia do ONS, é eleita pelo Conselho de Administração. O ONS atua mediante autorização da ANEEL.

### **1.3.6 Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão - CCPE**

Está estabelecido no âmbito do Ministério de Minas e Energia, tendo como objetivos principais:

- orientar as ações de governo para assegurar o fornecimento de energia elétrica nos padrões de qualidade e quantidade demandados pela sociedade, em conformidade com a Política Energética Nacional definida pelo Conselho Nacional de Política Energética – CNPE;
- oferecer aos agentes do mercado de energia um quadro de referência para seus planos de investimentos (planejamento indicativo em geração e transmissão);
- estabelecer a expansão mais adequada da rede de transmissão e determinativa para a rede básica, em consonância com os aspectos operacionais do sistema

## **1.4 Revitalização do Setor Elétrico**

A Resolução N.º 18, de 22/6/2001, da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica – GCE, criou o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico [3 e 4] com a missão de encaminhar propostas para corrigir as disfuncionalidades correntes e propor aperfeiçoamentos para o referido modelo, sempre visando na busca de soluções que preservem a competição nos segmentos

de geração e comercialização de energia elétrica, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado e regulação dos segmentos que são monopólios naturais que são a transmissão e distribuição de energia elétrica, para garantir a qualidade dos serviços de eletricidade e também o suprimento necessário para o desenvolvimento do país.

Foram identificadas dificuldades nas seguintes áreas: governança do ONS, governança do MAE e nas Regras de Mercado, mas o comitê detectou os pontos de conflito e está apresentado as possíveis soluções para os mesmos.

E também foi firmado o Acordo Geral do Setor Elétrico [3] e editada a Medida Provisória N° 14, de 21 de dezembro de 2001 e através desta se garantiu vários itens que ajudarão a preservar a qualidade da energia, pois o princípio que norteou este acordo foi a repartição equânime dos prejuízos comprovados, possibilitando o funcionamento do Setor Elétrico e a continuidade de investimentos nesse setor, dos quais depende o desenvolvimento do País.

## **1.5 Contratos de Concessão e Aspectos de Qualidade**

As Leis N° 8.987/95 e N° 9.074/95 tratam entre outras coisas da qualidade dos serviços prestados, dos termos das concessões e suas renovações.

A Lei N° 8.987/95 [5] define que concessão de serviços públicos é: “a delegação de sua prestação, feita pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco e por prazo determinado” e define a concessão de serviço público precedida da execução de obra pública, que é: “a construção, total ou parcial, conservação, reforma, ampliação ou melhoramento de quaisquer obras de interesse público, delegada pelo poder concedente, mediante licitação, na modalidade de concorrência, à

pessoa jurídica ou consórcio de empresas que demonstre capacidade para a sua realização, por sua conta e risco, de forma que o investimento da concessionária seja remunerado e amortizado mediante a exploração do serviço ou da obra por prazo determinado”.

E a permissão de serviço público é definida como: “a delegação, a título precário, mediante licitação, da prestação de serviços públicos, feita pelo poder concedente à pessoa física ou jurídica que demonstre capacidade para seu desempenho, por sua conta e risco”.

E as cláusulas principais dos contratos de concessão, de acordo com o art 23 da Lei Nº 8987. são:

- prazo da concessão;
- condições de prestação do serviço e aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço;
- preço, critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;
- direitos, garantias e obrigações do poder concedente e da concessionária,;
- direitos e deveres dos usuários para obtenção e utilização do serviço;
- forma de fiscalização das instalações, dos equipamentos, dos métodos e práticas de execução do serviço, bem como a indicação dos órgãos competentes para exercê-la;
- penalidades contratuais e administrativas a que se sujeita a concessionária e sua forma de aplicação;
- condições para prorrogação do contrato;
- forma e periodicidade da prestação de contas da concessionária ao poder concedente;

A extinção da concessão, conforme art. 35 da Lei Nº 8987, pode ocorrer por alguns motivos, entre os eles temos:

- advento do termo contratual;
- encampação;
- caducidade e isto pode acontecer quando (art. 38):
- rescisão;
- anulação;
- falência ou extinção da empresa concessionária e falecimento ou incapacidade do titular, no caso de empresa individual.

Quando ocorrer a extinção, o poder concedente terá de volta todos os bens reversíveis que foram transferidos ao concessionário devido ao contrato de concessão.

Com relação a qualidade dos serviços prestados a Lei Nº 8987 define que serviço adequado é: “ o que satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.”

E o poder concedente poderá intervir na concessão, para assegurar a adequada prestação do serviço, e o cumprimento das normas contratuais, regulamentares e legais pertinentes.

### **Prorrogação dos serviços de concessão**

As concessionárias podem requerer a prorrogação da concessão [6] conforme art. 20 da Lei Nº 9074.

“Art. 20 As concessões e autorizações de geração de energia elétrica alcançadas pelo parágrafo único do art. 43 e pelo art. 44 da Lei nº 8.987, de 1995, exceto



aquelas cujos empreendimentos não tenham sido iniciados até a edição dessa mesma Lei, poderão ser prorrogadas pelo prazo necessário à amortização do investimento, limitado a trinta e cinco anos, observado o disposto no art. 24 desta Lei e desde que apresentado pelo interessado:

I - plano de conclusão aprovado pelo poder concedente;

II - compromisso de participação superior a um terço de investimentos privados nos recursos necessários à conclusão da obra e à colocação das unidades em operação”.

E se a prorrogação for efetiva, serão estabelecidos requisitos mínimos de desempenho técnico do concessionário ou permissionário e sua fiscalização através de índices apropriados e se esta qualidade técnica não for cumprida serão aplicadas penalidades progressivas, que serão proporcionais ao prejuízo efetivo ou potencial causado ao mercado.

### **1.5.1 Aspecto da qualidade nos contratos de concessão**

Com relação a qualidade da energia, além das resoluções da ANEEL e os procedimentos de rede do ONS , tem-se também condicionantes nos contratos de concessão firmados entre cada agente, seja de geração, distribuição ou transmissão, onde nos mesmos são definidos quais serão os termos com relação aos padrões de atendimento aos clientes.

*1) Contrato de concessão no 002/97 - Cemig - Área Norte. Para distribuição de energia elétrica que celebram a união e a Companhia Energética de Minas Gerais – Cemig [7] .*

A seguir vamos listar alguns pontos do contrato de concessão da CEMIG que estão relacionados a qualidade da energia:

- A concessionária obriga-se a adotar, na prestação dos serviços, tecnologia adequada e a empregar equipamentos, instalações e métodos operativos que garantam níveis de regularidade, continuidade e eficiência dos serviços.
- A concessionária obriga-se a manter, ou melhorar, os níveis de qualidade do fornecimento de energia elétrica, de acordo com os critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço, nos termos da legislação em vigor.
- Se os índices de continuidade de fornecimento de energia elétrica não forem cumpridos e se houver violação dos índices de qualidade de serviço relativos à tensão de fornecimento ou de outros aspectos estabelecidos em regulamentos específicos que afetem a qualidade do serviço de energia elétrica, a concessionária estará sujeita a multas em favor dos consumidores afetados, que corresponderão a:
  - a) no caso de violação dos índices de continuidade de fornecimento - ao valor do percentual de violação, calculado pela razão entre os índices verificados e aqueles admitidos nos regulamentos específicos, aplicado sobre o montante do faturamento médio mensal do fornecimento de energia elétrica aos consumidores afetados no período de apuração dos índices, limitado a 10 (dez) vezes o valor da energia não fornecida; ocorrendo violação simultânea de dois ou mais índices, a multa será calculada com base no índice em que se verificar maior percentual de violação; e
  - b) no caso de violação dos limites de variação de tensão de fornecimento - a até 10% (dez por cento) do montante do faturamento mensal do fornecimento de energia elétrica do consumidor afetado, no mês anterior ao da ocorrência.

- A concessionária compromete-se a realizar, por sua conta e risco, as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, reposição de bens, operando as instalações e equipamentos correspondentes, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a qualidade e a eficiência dos serviços.
- A concessionária será fiscalizada pelo órgão fiscalizador e o mesmo pode estabelecer procedimentos ou sustar ações que considere incompatíveis com as exigências de qualidade, eficiência, segurança e regularidade da prestação dos serviços concedidos.

*2) Contrato de concessão de distribuição nº 187/ 98 – Aneel. Para distribuição de energia elétrica, que celebram a união e a Elektro - Eletricidade e Serviços S<sup>a</sup> [8]. (\*)*

*(\*) Contrato de concessão praticamente idêntico para as 13 distribuidoras paulistas.*

Os temas relativos à qualidade da energia são praticamente os mesmos, mas o contrato de concessão da Elektro possui um anexo que trata exclusivamente dos procedimentos e padrões relativos a qualidade.

Neste anexo é apresentada a sistemática de controle da qualidade do fornecimento de energia elétrica, que será implementada em etapas sucessivas, sendo contemplados três enfoques: a qualidade do produto, a qualidade do serviço e a qualidade do atendimento comercial.

O acompanhamento da qualidade será pelo controle de padrões e índices e se os mesmos forem violados gerará penalidades a favor dos consumidores.

Aqui apresentaremos os indicadores que serão controlados e os mesmos tem suas respectivas áreas de apuração e são valores mensais, trimestrais ou

anuais, dependendo do indicador e devem ser apurados pela Elektro e enviados trimestralmente ao órgão regulador.

#### **a) Nível de Tensão**

A tensão no ponto de entrega de cada unidade consumidora será controlada através de auditorias e do atendimento a reclamações de consumidores, implicando em processo de medição cujos critérios são apresentados no capítulo 3 desta dissertação.

#### **b) DEC e FEC - Duração e Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor**

Os indicadores DEC e FEC previstos nesta etapa são os definidos pela portaria nº 046 do DNAEE, de 17/04/78, considerando interrupções superiores a 1 minuto. Seu controle será realizado considerando-se os conjuntos de consumidores estabelecidos na mesma portaria, a ELEKTRO como um todo e cada uma de suas Áreas de Apuração.

Deverão ser apurados mensalmente, para cada um desses indicadores, tanto os valores mensais correspondentes ao mês anterior, como os anuais, correspondentes aos doze meses anteriores.

Também deverão ser apurados e informados os valores de DEC e FEC, para cada trimestre civil.

Apenas no transcorrer desta etapa, a ELEKTRO poderá utilizar, para obtenção do DEC e do FEC, correlação entre o número total de consumidores e a correspondente potência instalada, em kVA.

No caso de algum conjunto de consumidores não se enquadrar nos tipos de conjuntos estabelecidos ou se houver alguma revisão na constituição dos

atuais conjuntos, a ELEKTRO deverá providenciar as respectivas adequações, sujeitas à aprovação do órgão regulador, nos primeiros 6 meses da etapa de adaptação.

Nas etapas futuras, os indicadores DEC e FEC serão também calculados para cada família de redes.

**c) FMA, TMA e T80% - Frequência Média, Tempo Médio e Tempo 80% de Atendimento de Emergência.**

O controle desses indicadores será realizado para a ELEKTRO como um todo e para cada uma de suas Áreas de Apuração, considerando somente os consumidores atendidos em tensão de distribuição, nas áreas urbana e rural separadamente. Os valores mensais e anuais de cada um desses indicadores, referidos respectivamente ao mês anterior e aos últimos doze meses, deverão ser apurados mensalmente.

**d) TA - Tempo de Atendimento**

Os tempos de atendimento serão controlados através de auditorias, motivadas ou não por reclamações de consumidores.

**e) DIC e FIC - Duração e Frequência de Interrupção Individual**

Os indicadores DIC e FIC serão controlados através de auditorias motivadas ou não por reclamações de consumidores.

Sempre que solicitado pelo órgão regulador ou por um determinado consumidor, a ELEKTRO deverá apurar o DIC e o FIC anuais, referidos ao

último ano civil e aos últimos 12 meses, bem como o DIC e o FIC mensais e trimestrais, para o mesmo período.

Observa-se que após a assinatura destes contratos a Aneel tem expedido regulamentação referente à qualidade de energia para distribuidoras de energia elétrica e para tais contratos de concessão vale notar que a legislação é superveniente, ou seja as distribuidoras são obrigadas a seguir a regulamentação posterior, podendo, se cabível, acionar cláusula de equilíbrio econômico.

## **2. REGULAMENTAÇÃO SOBRE QUALIDADE DO PRODUTO E SERVIÇO**

O Brasil percebeu a necessidade de mudanças na sua legislação porque o perfil das cargas utilizadas pelos consumidores estava mudando, as mesmas estavam deixando de ser não resistivas ou motores, para serem de uso intenso da eletrônica e de módulos de controle. Esta mudança refletiu muito no comportamento da tensão e corrente, deixando de ser uma senoide perfeita para começar a apresentar distorções como: aumento das componentes harmônicas, flicker, afundamentos de tensão, entre outros. Se por um lado estes equipamentos são mais poluidores por outro lado também, alguns são mais sensíveis a problemas de qualidade de energia na rede da concessionária.

A definição de indicadores, padrões e procedimentos de medição são fundamentais para a avaliação do desempenho do sistema e a atribuição de responsabilidades. A concessionária deve ter padrões bem definidos de indicadores de qualidade a serem respeitados, de forma a manter em níveis aceitáveis a qualidade de energia na rede de distribuição.

Este capítulo apresenta algumas normas internacionais e a legislação vigente sobre conformidade e continuidade de tensão, legislação sobre atendimento de emergência e também os indicadores de qualidade da Rede Básica.

## **2.1 Algumas Normas Internacionais**

### **2.1.1 África do Sul**

A regulação da qualidade de energia na África do Sul tem como norma a NRS048, e a mesma foi criada para melhorar o desempenho do fornecimento da energia.

As concessionárias de energia devem medir e relatar sua qualidade de fornecimento ao Regulador Nacional da Eletricidade (NER), pois o mesmo espera conduzir a uma consciência maior a qualidade da energia fornecida aos clientes e uma melhoria focalizada do desempenho naquelas áreas que estão abaixo do padrão. O NER considera a qualidade de fornecimento e de serviço como prioridades que devem ser adotadas pelas concessionárias, para manter a competitividade da indústria de manufaturação e de mineração e melhorar o atendimento comercial e residencial.

O desenvolvimento de padrões de qualidade de energia se estabeleceu nos grupos de trabalho:

**NRS048: grupo de qualidade de fornecimento**

**NRS047: grupo de qualidade de serviço**

Eles foram criados em setembro de 1995 e os mesmos deveriam considerar padrões internacionais disponíveis até o momento, as informações estatísticas, as exigências do consumidor e de equipamento. Após um período de 18 meses de desenvolvimento, o NER aprovou o uso dos padrões. O padrão especifica o nível da compatibilidade e o método da avaliação para vários parâmetros da qualidade da tensão, baseados em padrões internacionais:

- As exigências regulamentares da tensão e da frequência são especificadas nos termos do desvio máximo permitido do padrão.



- Os limites máximos da "poluição" da tensão são especificados para a distorção harmônica, a cintilação e o desequilíbrio da tensão.
- As interrupções de energia e os afundamentos da tensão são especificados nos termos do número máximo por o ano em categorias diferentes da rede, baseados em uma quantidade limitada de estatísticas do desempenho.

A primeira edição da NRS048 foi em 1996 e dela tiramos os padrões de interrupções que devem ser respeitados por um ano [9].

*Tabela 2.1 – Número e duração de interrupções forçadas e programadas por ano para consumidores sem contratos de multi-alimentação – África do Sul.*

Categoria da rede	Interrupções Programadas				Interrupções Forçadas			
	Sistema Aéreo		Sistema Subterrâneo		Sistema Aéreo		Sistema Subterrâneo	
	Número	Duração (horas)	Número	Duração (horas)	Número	Duração (horas)	Número	Duração (horas)
Residencial estabelecido	2	6	1 por 2 anos	6 por 2 anos	6	12	4	12
Residencial em desenvolvimento	3	6	1	6	10	20	4	30
Comercial e Industrial pequeno e médio	2	6	1 por 2 anos	6 por 2 anos	6	10	2	10
Rural aéreo ( $\leq 22$ kV)			N/A	N/A	60	200	N/A	N/A

## 2.1.2 Argentina

Na Argentina, a situação antes da reestruturação do setor elétrico era caracterizada pela existência de companhias estatais verticalmente integradas [10], operando através de concessões nacionais, provinciais e municipais, às quais se associavam para o setor de distribuição pequenas empresas provinciais ou cooperativas.

O sistema tinha problemas como:

- Não utilização de usinas térmicas por falta de manutenção das unidades;
- Altas tarifas;
- Deficiência na regulamentação no que dizia respeito à qualidade do serviço e às obrigações contratuais.

Nesta fase os níveis de qualidade de serviço eram bastante baixos . Com a criação do órgão regulador (ENRE - *Ente Nacional Regulador de la Electricidad*) e a criação de novas empresas de distribuição e geração, houve melhoria na legislação, aumento da competitividade e começou a crescer o controle da qualidade de fornecimento, incluindo a aplicação de penalizações.

Hoje, na Argentina funciona o mercado livre de energia, no que tange a geração de energia, e com relação a distribuição e transmissão existe um conceito de monopólio localizado nas zonas de operação das empresas e se definiram mecanismos de regulação. A regulação adotada é do tipo indireto (controlando-se a atividade através das tarifas praticadas e do seguimento da qualidade de serviço prestado). Toda a regulação é efetuada pelo ENRE, que tem sob sua responsabilidade o controle da qualidade de serviço e o atendimento das reclamações dos clientes.

Alguns aspectos a respeito do controle da qualidade da energia são que: as companhias de distribuição são responsáveis pela qualidade de serviço na sua região de operação, com isso são responsáveis pela confiabilidade e distribuição da energia, além de prever investimentos para ampliar a mesma.

E as mesmas devem controlar a continuidade de serviço, a qualidade da tensão e a qualidade de atendimento comercial. O não cumprimento dos itens mencionados está sujeito a penalidades que serão pagas aos clientes afetados.

O ENRE efetua um adequado controlo do grau de cumprimento dos níveis de qualidade exigidos, através de: publicação semestral de informações sobre os níveis de qualidade e da implementação de um sistema de gestão de incidentes, dotado de uma base de dados.

O processo da regulação da qualidade de serviço foi estabelecido gradualmente, envolvendo 3 etapas diferentes:

Na etapa preliminar (1992-1993), as companhias de distribuição e o ENRE revisaram a metodologia de controle e índices dos indicadores de qualidade, tendo-se avaliado a necessidade de realização de possíveis investimentos, por parte das distribuidoras, para se adaptarem aos níveis de qualidade de serviço exigidos pelo regulador. Nesta etapa não foram aplicadas penalidades por deficiências na qualidade de serviço.

Na etapa 1 (1993 - 1996), levou-se em conta o controle da qualidade de serviço das distribuidoras, recorrendo à medição de indicadores do sistema. Nesta fase, considerou-se primeiramente, a aplicação de sanções às empresas, em caso de não cumprimento. A implementação desta fase envolveu três sub-etapas de aplicação, com valores progressivamente mais exigentes, nomeadamente em termos da continuidade de serviço (somente interrupções de duração superior a 3 minutos).

Neste processo procedeu-se a uma distinção entre interrupções devidas a incidentes nas companhias distribuidoras e faltas de alimentação provenientes dos subsistemas de geração e transmissão.

Para se calcular os indicadores de qualidade de serviço, definiu-se que:

- Indicadores de interrupção por transformador (frequência média de interrupção, FMIT, e tempo total de interrupção TTIT);

- Indicadores de interrupção por kVA instalado (frequência média de interrupção, FMIK, e tempo total de interrupção TTIK);
- Indicadores de interrupção adicionais (tempos de reposição de serviço).

Na primeira sub-etapa utilizaram-se valores máximos para os indicadores de controle, conforme se descreve na tabela 2.2.

*Tabela 2.2 – Valores dos indicadores de controle por semestre - Argentina*

<b>Rede</b>	<b>FMIT</b>	<b>TTIT (h)</b>	<b>FMIK</b>	<b>TTIK (h)</b>
Rede de distribuição	2,2	7,8	1,4	4,6
Rede de geração e transmissão	2	6	2	6

No que tange a qualidade do produto, unicamente foi previsto o controle do nível de tensão, aplicando-se sanções em caso de desvios de tensão superiores a +7% / -13%, conforme o tipo de rede (AT, MT, BT) e zona de alimentação.

Na etapa 2, introduziu-se o conceito de indicadores individuais da qualidade de serviço, prevendo-se a aplicação de sanções em caso de violação. Os níveis de qualidade exigidos são mais restritivos do que na etapa 1, sendo as características principais da metodologia de controle:

Para o controle da qualidade em cada família , o regulador identifica os consumidores afetados em cada contingência, calcula os indicadores individuais de qualidade e efetua uma avaliação do montante da energia não fornecida.

Quando o limite dos indicadores de controle é violado, as empresas de distribuição são penalizadas e estes limites são apresentados na tabela 2.3.

*Tabela 2.3 - Valores dos indicadores máximos para cada semestre - Argentina*

	Utilizador AT	Utilizador MT	Utilizador BT
Frequência de interrupções	3	4	6
Tempo máximo de interrupção (h)	2	3	10 (a) 6 (b)

(a)- pequenos e médios consumos, (b) - grandes consumos

Os níveis de referência das variações de tensão admissíveis são os descritos na tabela 2.4

*Tabela 2.4 - Níveis de referência das variações de tensão admissíveis - Argentina*

<b>Tipo de rede</b>	<b>Nível de referência</b>
Rede AT	<b>+/-5%</b>
Rede MT e BT aérea	<b>+/-8%</b>
Rede MT e BT subterrânea	<b>+/-5%</b>
Rede rural	<b>+/-10%</b>

Em caso de não cumprimento dos níveis de referência da qualidade de serviço as empresas distribuidoras argentinas são obrigadas a pagar multas aos consumidores finais afetados (que se traduzem em descontos na fatura). Isto tem por objetivo obrigar as empresas distribuidoras a efetuarem investimentos que melhorem a qualidade do serviço prestado.

A aplicação das penalidades econômicas envolve um sistema de cálculo onde se considera, para a continuidade de serviço, cada vez que se ultrapassam os valores máximos permitidos é aplicado multa, que é calculada por estimativa da energia não fornecida (ENF) e dos tempos de interrupção superiores aos níveis de referência.

O valor do kWh de ENF foi definido por forma:

Etapa 1: 1 U\$/kWh e, como nesta etapa não se controlavam os indicadores de

continuidade de serviço individuais a ENF por cliente final foi calculada de forma homogênea por zona.

Etapa 2: 1,4 USD/kWh em BT e 2,71 USD/kWh em AT, dependendo também de ser em zonas rurais ou urbanas.

Para a qualidade da onda da tensão, caso durante o período de controle semanal forem excedidos os limites de referência durante mais que 5% desse período a empresa distribuidora deverá ressarcir os consumidores afetados, e as mesmas serão proporcionais à amplitude da violação e à quantidade da energia fornecida.

O volume de penalidades aplicadas ascendeu a 13 milhões de dólares até Fevereiro de 1996, verificando-se uma tendência decrescente nestes pagamentos. Por outro lado, a realização de auditorias da ENRE às empresas de distribuição detectou a existência de deficiências na informação utilizada para cálculo das penalidades, referentes ao valor 1,3 milhões de dólares aplicados.

Observou-se que as penalidades aplicadas durante as duas primeiras etapas corresponderam principalmente a problemas de continuidade de serviço (76 %), os problemas de conformidade de tensão provocaram a aplicação de penalidades que corresponderam a 19% dos casos e apenas 5% das penalidades foram devidas a falta de qualidade de atendimento comercial.

### **2.1.3 França**

Na França, a EDF (Electricité de France), empresa estatal que detém o monopólio dos serviços de eletricidade estabeleceu compromissos de qualidade com seus consumidores através de um contrato denominado ÉMERAUDE, no que se refere à continuidade de serviço e qualidade da onda de tensão.

A seguir descreve-se as características mais relevantes dos contratos dos consumidores em baixa tensão.

A continuidade de serviço é analisada de duas formas [10]:

### **I Interrupções programadas:**

A EDF classifica as interrupções programadas devido à necessidade de ampliação da rede de distribuição, reparações ou manutenção, em dois tipos:

- Interrupções de duração superior a 2 horas, associadas a grandes trabalhos de ampliação, reparação ou manutenção;
- Interrupções de duração inferior a 2 horas, destinadas a verificar o bom funcionamento dos elementos de corte e proteção da rede de distribuição.

O número anual de interrupções programadas, que dependem obviamente da rede que alimenta cada cliente, são negociadas entre a EDF e o cliente.

### **II Interrupções não programadas**

Nos níveis de tensão inferiores aos 63 kV a EDF distingue 2 tipos de zonas com distintos compromissos de continuidade de serviço:

- Zona 1 - Com mais de 100.000 habitantes ou zonas industriais com mais de 10 MW de potência instalada;
- Zona 2 - Com menos de 100.000 habitantes.

A EDF compromete-se a respeitar um número máximo de interrupções de longa e curta duração, que para o ano de 1996 apresentou os seguintes valores:

*Tabela 2.5 - Limites para as interrupções ( $V < 63$  kV) - França*

	<b>Zona I</b>	<b>Zona II</b>
<b>Interrupções de longa duração (1minuto&lt;t&lt;1hora)</b>	5	8
<b>Interrupções curtas (1s&lt;t&lt;1 minuto)</b>	15	35

Em caso de durações superiores a 1 hora, considera-se que estas são equivalentes a 2 interrupções para efeitos de contabilização.

Para os níveis de tensão superiores a 63 kV, os valores máximos para estas interrupções, no ano de 1996 apresentaram os seguintes valores:

*Tabela 2.6 -Limites de interrupção ( $V > 63$  kV) - França*

	<b>Zona I</b>
<b>Interrupções de longa duração (1minuto&lt;t&lt;1hora)</b>	2
<b>Interrupções curtas (1s&lt;t&lt;1 minuto)</b>	7

No contrato EMERAUDE estabelecem-se ainda níveis de referência para as seguintes perturbações da onda de tensão:

- Variações lentas
- Harmônicos
- Flicker
- Sobretensões

Os níveis de referência propostos para estas perturbações estão de acordo com os valores fixados pelas normas internacionais, nomeadamente a norma IEC 1000-2-2, no que concerne aos níveis de distorção harmônica admissíveis na BT.

### **2.1.4 Outros Países da Europa**

Em Janeiro de 2000 o Council of European Energy Regulator - CEER - criou uma grupo de trabalho em Qualidade de Energia [19] e o objetivo do mesmo foi comparar as estratégias e experiências de implementação da regulação da qualidade de serviço em cada país representado pelo grupo e também identificar os indicadores e normas usados em cada país.



A tabela 2.8 apresentar um quadro resumo do número e duração máximas de interrupção por ano por consumidor e as amplitudes de tensão regulamentadas para Reino Unido, Espanha e Portugal. E a tabela 2.7 mostra os níveis aceitáveis de tensão conforme a norma EN 50160, que é a norma Européia.

Tabela 2.7 - Qualidade da Tensão: Norma EN 50160; 1999

	<b>BAIXA TENSÃO</b>	<b>MÉDIA TENSÃO</b>
Magnitude	$U_n \pm 10\%$ (95% de uma semana, 10 min RMS) $U_n +10/-15\%$ (100% de uma semana, 10 min RMS)	$U_c \pm 10\%$ (95% de uma semana, 10 min RMS)

Tabela 2.8 - Quadro Resumo

<b>País</b>	<b>Número máximo de interrupções por consumidor por ano</b>	<b>Duração máxima de interrupções por consumidor por ano (horas)</b>	<b>Amplitudes de Tensão</b>
Reino Unido	<ul style="list-style-type: none"> <li>será definido.</li> </ul>		LV (230V): $U_c = +10\% / -6\% U_n$ $> LV:$ $U_c = \pm 10\% U_n$
Espanha	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Baixa Tensão:</b> 12 (urbano); 15 (semi-urbano); 18 (rural_1); 24 (rural_2)</li> <li><b>Média Tensão:</b> 8 (urbano); 12 (semi-urbano); 16 (rural_1); 20 (rural_2)</li> <li><b>Máximo NIEPI</b> (interrupções por kW instalado): 4 (urbano); 6 (semi-urbano); 10 (rural_1); 15 (rural_2)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li><b>Baixa Tensão:</b> 6 (urbano); 10 (semi-urbano); 15 (rural_1); 20 (rural_2)</li> <li><b>Média Tensão:</b> 4 (urbano); 8 (semi-urbano); 12 (rural_1); 16 (rural_2)</li> <li><b>Máximo TIEPI</b> (horas por kW instalado): 2 (urbano); 4 (semi-urbano); 8 (rural_1); 12 (rural_2)</li> </ul>	EN 50160

Portugal	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Baixa Tensão:</b> 12 (região A); 26 (região B); 46 (região C)</li> <li>• <b>Média tensão:</b> 8 (região A); 20 (região B); 40 (região C)</li> <li>• <b>Alta Tensão:</b> 8</li> <li>• <b>Extra Alta Tensão:</b> 3</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Baixa Tensão:</b> 06 (região A); 10 (região B); 25 (região C)</li> <li>• <b>Média tensão:</b> 4 (região A); 8 (região B); 20 (região C)</li> <li>• <b>Alta Tensão:</b> 4</li> <li>• <b>Extra Alta Tensão:</b> 1</li> <li>• <b>Máximo TIEPI</b> (horas por kW instalado): 3 (região A); 6 (região B); 24 (região C)</li> </ul>	EN 50160
----------	---	---	----------

Região A: com mais de 25.000 consumidores

Região B: com menos de 25.000 e mais de 5.000 consumidores

Região C: com menos de 5.000 consumidores

Urbano: com mais de 20.000 consumidores

Semi-Urbano: com mais de 2.000 e menos de 20.000 consumidores

Rural\_1: com mais de 200 e menos de 2.000 consumidores

Rural\_2: com menos de 200 consumidores

## 2.2 A legislação sobre Continuidade e Conformidade

### 2.2.1 Resolução N<sup>o</sup> 24/2000 - Continuidade de Fornecimento

Em 17 de abril de 1978 o extinto Departamento de Águas e Energia Elétrica emite a Portaria N<sup>o</sup> 046, onde a mesma estabeleceu os índices de continuidade das tensões de fornecimento de energia elétrica. Com a reestruturação do SEB, percebeu-se a necessidade de se revisar este padrão e com isso a ANEEL, em 24 de janeiro de 2000 emitiu a resolução n<sup>o</sup> 24 [11], onde a mesma estabelecem, de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à continuidade da tensão de energia elétrica, nos aspectos de duração e frequência.

A resolução n<sup>o</sup> 24 é bem mais completa que o decreto 046, pois define todos os conceitos envolvidos e acrescenta índices coletivos e individuais para

mensurar a violação da continuidade da tensão e também define metas globais, semestrais e trimestrais para os mesmos.

A seguir apresenta-se algumas definições contidas na resolução para melhor entendimento das descrições futuras.

**Interrupção de Longa Duração:** Toda interrupção do sistema elétrico com duração maior ou igual a 1 (um) minuto.

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

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

Quando ocorrer uma interrupção de longa duração a concessionária deverá informar por exemplo: o que gerou a perturbação, data e hora de início e término e também o número de consumidores atingidos. A mesma deverá manter estes dados por 12 (doze) meses, para uso tanto da Aneel como do consumidor. Isto ajudará a criar um grande banco de dados que no futuro será útil para análises por exemplo, de tendências, do tipo, duração das interrupções, etc.

Vão ser consideradas dois tipos de interrupção, as de duração maior ou igual a três minutos e as de duração maior ou igual a um minuto. Quando no contrato de concessão da concessionária estiver estipulado que a apuração dos indicadores deverá considerar interrupções maior ou igual a 1 minuto, a mesma deverá enviar a ANEEL os dados dos dois tipos, mas se não estiver estipulado nada, a mesma deverá enviar somente os dados das perturbações com duração maior ou igual a três minutos.

Esta diferenciação somente existirá até dezembro de 2004, pois a partir de janeiro de 2005, todos os indicadores de continuidade deverão ser relacionados a interrupções com duração maior ou igual a 1 minuto.

A apuração dos indicadores será mensal e a apuração dos valores trimestrais e anuais será baseada nos valores dos indicadores mensais. E o envio destes valores deverá ser feita até o ultimo dia útil do mês seguinte ao período apurado.

Os indicadores coletivos ainda são definidos da mesma forma, como o DEC e o FEC e a concessionária deverá apurar para todos os seus conjuntos.

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

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

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;

Cc – Número total de unidades consumidoras, do conjunto considerado, no final do período de apuração.

A formação dos conjuntos deverá abranger toda a área de concessão e o conjunto deverá ser identificado geograficamente pela localização das unidades consumidoras. A validação dos conjuntos deve ser junto com a ANEEL e se a mesma quiser fazer alterações poderá fazê-lo somente até setembro do ano em curso e a concessionária irá implementar a alteração e a nova configuração vigorará a partir de janeiro do ano subsequente.

As concessionárias poderão propor mudanças nos critérios para agrupamento das unidades consumidoras, a partir de janeiro de 2003, observando alguns critérios.

Com relação aos indicadores individuais, as concessionárias deverão apurar, em até 30 (trinta) dias, sempre que solicitado pelo consumidor ou pela ANEEL, os seguintes indicadores:

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

$$FIC = n$$

Onde:

DIC – Duração das Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC – Frequência de Interrupções por Unidade Consumidora considerada, expressa em número de interrupções;

i – Índice de interrupções da unidade consumidora, no período de apuração, variando de 1 a n;

N – Número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração; e

t(i) – Tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada, no período de apuração.

DMIC - Duração Máxima da Interrupção por unidade consumidora.

Na apuração dos indicadores DIC e FIC, deverão ser consideradas todas as interrupções, inclusive as programadas e de urgência.

Uma outra novidade desta resolução é que os consumidores irão ser informados de seus indicadores de qualidade através da conta de luz, pois as concessionárias deverão incluir na fatura o nome do conjunto que ele pertence, as metas mensais para os indicadores de continuidade individuais (DIC, FIC e DMIC) e de conjunto e valores de DEC e FEC verificados no conjunto no mês anterior à emissão da fatura. E para consumidores atendidos em tensão superior a 1 kV e inferior a 230 kV deverão também mandar os valores apurados de DIC e FIC. O DIC e o FIC poderão ser solicitados pelos consumidores atendidos até 1 kV e a partir de janeiro de 2005 estes valores deverão também aparecer na fatura de energia.

As concessionárias deverão adaptar os seus indicadores a esta nova realidade, por isso foram estabelecidos alguns prazos para esta adaptação.

Os indicadores de continuidade dos conjuntos são renegociados a cada revisão ordinária das tarifas, mas os indicadores de continuidade individuais (DIC e FIC), de janeiro de 2000 a dezembro de 2002, deverão obedecer os valores da tabela 2.9.

Tabela 2.9 - Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais

<b>Metas Anuais dos Indicadores de Continuidade Individuais</b>						
Descrição do Sistema de Atendimento às Unidades Consumidoras	2000		2001		2002	
	DIC (h)	FIC	DIC (h)	FIC	DIC (h)	FIC
Tensão <=1 kV situadas em zona rural	150	120	135	108	120	96
Tensão <=1 kV situadas em zona urbana	100	80	90	72	80	64
Sistema Aéreo com 1 kV < Tensão < 69 kV	80	70	72	63	64	56
Sistema Aéreo com 69 kV <=Tensão <230kV	30	40	24	32	24	24
Sistema Subterrâneo	16	8	14	6	12	4

A partir de janeiro de 2003, as metas de DIC, FIC e DMIC deverão obedecer aos valores estabelecidos nas tabelas que estão no Apêndice A, de acordo com as metas anuais definidas entre a ANEEL e as concessionárias para cada conjunto de unidades consumidoras.

Novos padrões poderão ser propostos pela concessionárias a partir de janeiro de 2002, mas para os conjuntos agrupados em função das metas de continuidade dos indicadores DEC e FEC, deverão ser apresentadas as distribuições de frequência acumulada do DIC, FIC e DMIC das unidades consumidoras reunidas por faixa de tensão de atendimento, discriminada em redes urbanas ou rurais, e consumo de energia elétrica e 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.

Quando ocorrer violação de padrão do indicador de continuidade individual ocorrerá a penalidade que é o pagamento de uma multa, pela concessionária, ao consumidor afetado, a ser creditado na fatura de energia elétrica, no mês subsequente à apuração.

No cálculo do valor das multas serão utilizadas as seguintes fórmulas:

a) Para o DIC:

$$\text{Penalidade} = \left( \frac{\text{DIC}_v}{\text{DIC}_p} - 1 \right) \text{DIC}_p \times \frac{\text{CM}}{730} \times \text{kei}$$

b) Para o DMIC:

$$\text{Penalidade} = \left( \frac{\text{DMIC}_v}{\text{DMIC}_p} - 1 \right) \text{DMIC}_p \times \frac{\text{CM}}{730} \times \text{kei}$$

c) Para o FIC:

$$\text{Penalidade} = \left( \frac{\text{FIC}_v}{\text{FIC}_p} - 1 \right) \text{FIC}_p \times \frac{\text{CM}}{730} \times \text{kei}$$

Onde:

DIC<sub>v</sub> – Duração de Interrupção por Unidade Consumidora, verificada no período em horas e centésimos de hora;

DIC<sub>p</sub> – Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Duração de Interrupção Individual em horas e centésimos de hora;

DMIC<sub>v</sub> – Duração Máxima de Interrupção Contínua, verificada, por interrupção, em horas e centésimos de hora;

DMIC<sub>p</sub> – Metas de continuidade estabelecidas para o indicador, por interrupção, em horas;

FIC<sub>v</sub> – Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora verificada, em número de interrupções por período;

FIC<sub>p</sub> – Metas de continuidade estabelecidas no período para o indicador de Frequência de Interrupção por Unidade Consumidora, em número de interrupções por período;



CM – Média aritmética do valor das faturas mensais do consumidor afetado relativas às tarifas de uso, referentes aos 3 (três) meses anteriores à ocorrência;

730 – Número médio de horas no mês; e

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

Quando ocorrer violação de padrão do indicador de continuidade de conjunto haverá a penalidade que é o pagamento de multa conforme as disposições da Resolução ANEEL N° 318 [12], de 6 de outubro de 1998, e suas eventuais atualizações. *(Art. 6º Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo III, o fato de: Não cumprir as disposições legais e contratuais relativas aos níveis de qualidade dos serviços)*

E deve-se atentar caso aja alguma violação dos padrões, utilizar Art. 22

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

*I – interrupções que afetarem simultaneamente mais de 50% das unidades consumidoras pertencentes ao mesmo conjunto, associadas a situações de emergência ou de calamidade pública decretada por órgãos competentes, não serão consideradas para efeito de aplicação de penalidades individuais*

*II – no caso de consumidores inadimplentes, o valor das multas por violação de padrão do indicador de continuidade individual poderá ser utilizado para quitar débitos vencidos, a critério da concessionária;*

*III – quando se tratar de multas a favor do consumidor, a concessionária deverá manter registro, em formulário próprio, para uso da ANEEL, com os seguintes dados:*

*a) nome dos consumidores favorecidos;*

*b) endereço das unidades consumidoras;*

*c) nome do conjunto a que pertence a unidade consumidora;*

*d) período referente à constatação da violação;*

*e) importância individual de cada multa; e*

*f) valores dos indicadores violados.*

*IV – quando ocorrer violação de mais de um indicador de continuidade, no período de apuração, deverá ser considerado, para efeito de aplicação de penalidade, aquele indicador que apresentar maior percentual de violação;*

*V – o valor da penalidade, associado à violação do indicador de continuidade individual, será limitado em 1% ( um por cento ) do faturamento da concessionária nos últimos 12 (doze) meses, e terá como limite superior, em relação à média dos últimos 3 (três) meses da fatura da unidade consumidora, os seguintes valores :*

*a) 10 (dez) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão menor ou igual a 1 kV;*

*b) 5 (cinco) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão maior que 1 kV e menor que 69 kV; e*

*c) 3 (três) vezes para as unidades consumidoras atendidas em tensão maior ou igual a 69 kV.*

*VI – para efeito de aplicação de penalidades, no caso de violações das metas anuais, trimestrais e mensais estabelecidas para os conjuntos de unidades consumidoras de cada concessionária, será realizada, no mínimo, uma avaliação anual pela ANEEL no ano civil subsequente;*

*VII – do montante das penalidades estabelecido quando da violação de padrões dos indicadores do Grupo 2, deverão ser descontadas as multas relacionadas à violação de padrões dos indicadores de continuidade individual, desde que os valores respectivos tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados e comprovado pelas concessionárias;*

*VIII – no caso de pagamento de multas aos consumidores, devido a violação de padrões dos indicadores de continuidade individual, deverão ser obedecidos os critérios estabelecidos a seguir:*

*a) do montante calculado para a multa pela violação da meta trimestral, estabelecida para cada ano civil, deverão ser descontados os valores relativos à*

*violação da meta mensal, desde que esses valores já tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados; e*

*b) do montante calculado para a multa pela violação da meta anual, estabelecida para cada ano, deverão ser descontados os valores relativos à violação da meta mensal e/ou trimestral, desde que esses valores já tenham sido devidamente pagos aos consumidores afetados.*

A seguir apresentamos alguns resultados anuais de DEC e FEC do Brasil e regiões de 1996 a 2001 [13].

*Tabela 2.10 - FEC Anual - Todas as concessionárias*

	<b>FEC ANUAL - TODAS AS CONCESSIONÁRIAS</b>					
<b>Período</b>	Brasil	Sudeste	Sul	C. Oeste	Norte	Nordeste
1996	21,91	12,84	24,13	57,52	75,67	25,9
1997	21,68	12,96	22,52	34,58	<b>105,78</b>	24,93
1998	19,88	12,02	19,06	36,43	73,31	25,14
1999	17,59	10,80	18,27	29,99	54,88	21,78
2000	15,29	8,81	16,21	23,40	45,46	20,75
2001	14,20	<b>7,99</b>	16,48	24,07	39,29	18,28

*Tabela 2.11 - DEC Anual - Todas as concessionárias*

	<b>DEC ANUAL - TODAS AS CONCESSIONÁRIAS (h)</b>					
<b>Período</b>	Brasil	Sudeste	Sul	C. Oeste	Norte	Nordeste
1996	26,09	18,29	25,08	43,64	76,89	35,26
1997	27,19	16,65	22,96	28,96	<b>158,6</b>	35,73
1998	24,05	15,17	20,59	28,30	93,96	35,61
1999	19,85	13,82	18,86	23,82	52,48	27,11
2000	17,44	10,06	18,52	20,55	41,89	27,70
2001	16,35	<b>9,43</b>	18,35	20,36	34,14	25,29

## **2.2.2 Resolução N<sup>o</sup> 505/2001 - Conformidade dos Níveis de Tensão**

Em 17 de abril de 1978 o antigo Departamento de Águas e Energia Elétrica emite a Portaria N<sup>o</sup> 047, onde a mesma estabelece os níveis das tensões de fornecimento de energia elétrica e define os limites de variação dessas

tensões. Com a reestruturação do SEB, percebeu-se a necessidade de se revisar este padrão e com isso a ANEEL, em 26 de dezembro de 2001 emitiu a Resolução N° 505, onde a mesma estabelece de forma atualizada e consolidada, as disposições relativas à conformidade dos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente.

A resolução n° 505 [14] é bem mais completa que o decreto 047, pois define todos os conceitos envolvidos e acrescenta índices coletivos e individuais para mensurar a violação da conformidade da tensão.

Com relação aos níveis adequados, precários e críticos, apresenta-se abaixo um quadro comparativo:

*Tabela 2.12 – Faixa de Variação da tensão de Leitura em relação a contratada para tensões superiores a 1 kV*

<b>Tensão Nominal igual ou superior a 230 kV</b>		
<b>Classificação da tensão de atendimento TA</b>	<b>Faixa de variação da tensão de leitura TL em relação à tensão contratada TC (ANEEL)</b>	<b>Faixa de variação da tensão de leitura TL em relação à tensão contratada TC (DNAEE)</b>
Adequada	$0,98 TC \leq TL \leq 1,03 TC$	$0,925 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,95 TC \leq TL < 0,98 TC$ ou $1,03 TC < TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,925 TC$
Crítica	$TL < 0,95 TC$ ou $TL > 1,05 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$
<b>Tensão Nominal superior a 1 kV e inferior a 230 kV</b>		
<b>Classificação da tensão de atendimento TA</b>	<b>Faixa de variação da tensão de leitura TL em relação à tensão contratada TC (ANEEL)</b>	<b>Faixa de variação da tensão de leitura TL em relação à tensão contratada TF (DNAEE)</b>
Adequada	$0,95 TC \leq TL \leq 1,03 TC$	$0,925 TC \leq TL \leq 1,05 TC$
Precária	$0,90 TC \leq TL < 0,95 TC$ ou $1,03 TC < TL \leq 1,05 TC$	$0,90 TC \leq TL < 0,925 TC$
Crítica	$TL < 0,9 TC$ ou $TL > 1,05 TC$	$TL < 0,90 TC$ ou $TL > 1,05 TC$

**Tensão de Atendimento (TA):** valor eficaz de tensão no ponto de entrega ou de conexão, obtido por meio de medição, podendo ser classificada em

adequada, precária ou crítica, de acordo com a leitura efetuada, expresso em volts ou quilovolts;

**Tensão Contratada (TC):** valor eficaz de tensão estabelecido em contrato, expresso em volts ou quilovolts;

Tabela 2.13 - Faixa de Variação da tensão de Leitura em relação a contratada para tensões inferiores a 1 kV

<b>Tensões Nominais Padronizadas</b>			
<b>Tensão Nominal (TN)</b>		<b>Faixa de valores adequados da tensão de leitura TL em relação à tensão nominal TN (ANEEL)</b>	<b>Faixa de valores adequados da tensão de leitura TL em relação à tensão nominal TN (DNAEE)</b>
Trifásica	220/127	0,91 TN <= TL <= 1,04 TN	0,91 TN <= TL <= 1,04 TN
	380/220		
Monofásica	245/127		
	440/220		
<b>Tensão Nominal (TN)</b>		<b>Faixa de valores precário da tensão de leitura TL em relação à tensão nominal TN (ANEEL)</b>	<b>Faixa de valores precário da tensão de leitura TL em relação à tensão nominal TN (DNAEE)</b>
Trifásica	220/127	0,86 TN <= TL < 0,91 TN ou 1,04 TN < TL <= 1,06 TN	0,86 TN <= TL < 0,91 TN ou 1,04 TN < TL <= 1,06 TN
	380/220		
Monofásica	245/127		
	440/220		
<b>Tensão Nominal (TN)</b>		<b>Faixa de valores crítico da tensão de leitura TL em relação à tensão nominal TN (ANEEL)</b>	<b>Faixa de valores crítico da tensão de leitura TL em relação à tensão nominal TN (DNAEE)</b>
Trifásica	220/127	TL < 0,86 TN ou TL > 1,06 TN	TL < 0,86 TN ou TL > 1,06 TN
	380/220		
Monofásica	245/127		
	440/220		

**Tensão de Leitura (TL):** valor eficaz de tensão, integralizada a cada 10 (dez) minutos, obtido de medição por meio de equipamentos apropriados, expresso em volts ou quilovolts.

**Tensão Nominal (TN):** valor eficaz de tensão pelo qual o sistema é designado, expresso em volts ou quilovolts.

Os indicadores coletivos e individuais são:

**Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP):** indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias e no período de observação definido, expresso em percentual;

$$DRP = \frac{nlp}{1.008} \times 100 [\%]$$

nlp = número de leituras situadas nas faixas precárias;

1.008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.

Existe um parâmetro para se comparar com o DRP que é a duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária (DRPM), este valor até 2003 fica em 7%, sendo reduzido de um valor absoluto de 1% a cada ano, quando em 2007 ficará em 3%.

**Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica (DRC):** indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido, expresso em percentual;

$$DRC = \frac{n/c}{1.008} \times 100 [\%]$$

$n/c$  = número de leituras situadas nas faixas críticas;

1.008 = número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.

O indicador coletivo é o ICC é o índice de unidades consumidoras com tensão crítica.

$$ICC = \frac{CC}{CA} \times 100$$

$CC$  = total de unidades consumidoras com leituras situadas na faixa crítica

$CA$  = total mensal de unidades consumidoras objeto de medição.

Este indicador será calculado mensalmente, com base nas medições efetuadas.

As concessionárias deverão enviar o cadastro dos consumidores de tensão menor 69 kV para a ANEEL determinar a amostra e as informações contidas neste cadastro deverão ser as seguintes:

- número ou código de referência da unidade consumidora;
- unidade federativa a qual pertence a unidade consumidora;
- nome do conjunto ao qual pertence a unidade consumidora;
- classe e subclasse da unidade consumidora

A partir destas informações a ANEEL definirá por meio aleatório quais as unidades consumidoras que farão parte desta amostra e a mesma irá informar as concessionárias com antecedência de 60 dias do início das medições.

O número de componentes da amostra trimestral é dada pela tabela seguinte:

*Tabela 2.14 - Número de componentes da amostra trimestral*

Número total de unidades consumidoras da concessionária (N)	Dimensão da amostra (Unidades consumidoras)	Dimensão da amostra com a margem de segurança (Unidades consumidoras)
N 30.000	36	42
30.001 N 100.000	60	66
100.001 N 300.000	84	93
300.001 N 600.000	120	132
600.001 N 1.200.000	156	172
1.200.001 N 2.000.000	210	231
2.000.001 N 3.000.000	270	297
N 3.000.001	300	330

Os dados que a concessionária deverá coletar e manter são:

- identificação da unidade consumidora ou do ponto de conexão medido;
- período de observação utilizado (ano, mês, dia, hora e minuto inicial e final);
- valores apurados de DRP e DRC;
- valores máximo e mínimo das tensões de leitura;
- histograma de tensão e tabela de medição, em por unidade da tensão nominal, com o intervalo de 0,8 p.u a 1,20 p.u. inclusive e com uma discretização mínima de 40 (quarenta) intervalos; e
- coordenadas geográficas da unidade consumidora.

E caso necessário também:

- valor do serviço pago pelo consumidor;
- providências para a normalização e data de conclusão;
- período da nova medição;



- data de comunicação ao consumidor do resultado da apuração e dos prazos de normalização; e
- valor da restituição e mês de pagamento.

Os dados deverão estar disponibilizados, em meio magnético ou ótico, por período mínimo de 5 (cinco) anos, para fins de fiscalização da ANEEL e consulta dos consumidores.

E a partir de 2003, a concessionária deverá enviar à ANEEL, até o último dia útil do mês subsequente às medições efetuadas em um determinado mês, os indicadores individuais (DRP e DRC) e estes deverão ser vinculados as coordenadas geográficas e o indicador coletivo (ICC) será calculado pela ANEEL, quando a mesma receber os indicadores individuais da concessionária.

Para se efetuar as medições as concessionárias deverão utilizar equipamentos com no mínimo estes requisitos:

- taxa de amostragem de 16 amostras por ciclo de 60 Hz;
- conversor A/D (Analógico/Digital) do sinal de tensão de 12 bits;
- precisão de até 0,5% da leitura;
- e a partir de 2005, as medições amostrais deverão utilizar equipamentos de medição com taxa de amostragem mínima de 64 amostras por ciclo de 60 Hz.
- o equipamento de medição deverá permitir o cálculo dos valores eficazes de tensão utilizando intervalos de medição de 10 (dez ) minutos, com janelas fixas e consecutivas de 12 a 15 ciclos de 60 Hz, e apresentar as seguintes informações: valores calculados dos indicadores individuais; tabela de medição e histograma de tensão.

- o equipamento deverá expurgar os registros de leituras de tensão quando houver interrupção de energia elétrica.

A concessionária deverá corrigir o problema caso seja detectado valores de DRP maiores que o limite e este prazo está descrito no artigo 16 da Resolução N° 505 e o mesmo também deverá ocorrer se detectado valor de DRC maior que zero e as datas para correção estão descritas no artigo 17. E a correção deverá ser detectada através de nova medição e deverá ter início dia seguinte ao descrito nos artigos 16 e 17.

A restituição pelo serviço inadequado irá entrar em vigor a partir de janeiro de 2005 e seguirá a seguinte formulação:

$$\text{VALOR} = \left[ \frac{\text{DRP} - \text{DRP}_M}{100} \times k_1 + \frac{\text{DRC}}{100} \times k_2 \right] \times k_3$$

onde:

$k_1 = 1$ ;

$k_2 = 4$ , para unidades consumidoras atendidas em Baixa Tensão;

$k_2 = 2$ , para unidades consumidoras atendidas em Média Tensão;

$k_2 = 1$ , para unidades consumidoras atendidas em Alta Tensão;

DRP = valor do DRP expresso em %;

DRPM = valor do DRPM expresso em %;

DRC = valor do DRC expresso em %; e

$k_3$  = coeficiente de majoração.

A restituição deverá ser mantida enquanto o indicador DRP for superior à DRPM ou o indicador DRC for superior a 0 (zero).

O valor da DRPM até o ano de 2003 fica estabelecido em 7% (sete por cento), sendo o mesmo reduzido de um valor absoluto de 1% (um por cento) a

cada ano, no período de 2004 a 2007, quando passará a ter o valor fixo de 3% (três por cento).

Observações:

Se é consumidor cativo, o coeficiente de majoração “k3”, deve corresponder à média aritmética do valor líquido das faturas mensais de energia referentes aos 3 (três) meses anteriores à apuração.

Se for um consumidor livre, autoprodutores, produtores independentes e concessionárias de serviços públicos de geração, o fator de majoração “k3” deve corresponder à média aritmética dos 3 (três) últimos meses do montante de energia disponibilizado no ponto de conexão, multiplicado pelo valor normativo (VN) relativo à fonte competitiva.

O valor da restituição ao consumidor cativo deverá ser creditado na fatura de energia elétrica, ou na de uso do sistema de distribuição, do mês subsequente à constatação do serviço inadequado.

Até dezembro de 2004, as medições de tensão poderão ser realizadas por meio de equipamentos digitais com requisitos diferentes dos estabelecidos nesta Resolução, ou, quando for o caso, obedecendo os requisitos definidos em contrato de concessão, e as medições amostrais serão efetuadas considerando um período de observação de 72 (setenta e duas) horas, implicando em 432 leituras válidas.

## **2.3 Procedimentos de Rede**

Os procedimentos de rede foram criados para estabelecer padrões para os usuários conectados a rede básica e são importantes para o ONS para planejar as ampliações reforços da Rede Básica. Em específico vamos abordar o submódulo

2.2 [15] que fala dos padrões de desempenho da rede básica (níveis de tensão iguais ou maiores a 230 kV).

Este procedimento atinge todas as novas instalações integrantes da Rede Básica e com relação as instalações existentes da Rede Básica os requisitos mínimos estabelecidos neste modulo não se aplicam diretamente as mesmas, mas seu desempenho será monitorado de forma a se identificar a distância entre os padrões de desempenho verificados e requisitos que estão sendo estabelecidos nestes Procedimentos de Rede para as novas instalações. Se houver necessidade de adequação deverá seguir o procedimento do Módulo 19 – Identificação de não Conformidades – dos Procedimentos de Rede

Os Procedimentos de Distribuição não foram desenvolvidos até o presente momento e os de Rede são utilizados como referência, naquilo que for aplicável aos sistemas de distribuição

Vamos abordar os seguintes assuntos: continuidade, variação de frequência, tensão em regime permanente, flutuação de tensão, desequilíbrio de tensão, distorção harmônica e variação de tensão de curta duração.

### **2.3.1 Continuidade da Rede Básica**

A continuidade do serviço da Rede Básica será representada por indicadores que serão monitorados nos pontos de controle, caracterizados pela instalação ou conjunto de instalações da Rede Básica que fazem fronteira com os ativos de conexão dos Agentes de Geração, de Distribuição, Consumidores Livres e demais instalações de transmissão.

Os indicadores são:

DIPC – Duração da Interrupção do Serviço da Rede Básica no Ponto de Controle

$$DIPC = \sum_{i=1}^k t_i$$

$t_i$  - duração da interrupção de serviço maior ou igual a 1 (um) minuto

K – pontos de controle

FIPC – Frequência da Interrupção do Serviço da Rede Básica no Ponto de Controle

$$FIPC = \sum_{i=1}^k N_i$$

$N_i$  - número de vezes que ocorreu interrupção de serviço com duração maior ou igual a 1 (um) minuto

K – pontos de controle

DMIPC – Duração Máxima da Interrupção do Serviço da Rede Básica no Ponto de Controle

O DIMPC é definido como a maior duração de interrupção de serviço e será dado em minutos.

As interrupções de serviço nos pontos de controle com período maior ou igual a 1(um) minuto são caracterizadas por:

- Ausência de tensão;
- Perda total de continuidade da Rede Básica com o Ponto de Controle, local ou remotamente, mesmo que este permaneça com tensão e não haja desligamento de ativos de conexão (pode haver alimentação por Agente de Geração, pela rede de distribuição ou por outras fontes).

Uma das informações que deverão ser apuradas é o tipo de evento na interrupção e as mesmas estão descritas na tabela a seguir

Desligamentos Programados	Manutenção
	Novas conexões, modificações e melhorias
Outras Interrupções	Emergências
	Urgências
	Fenômenos naturais e ambientais
	Acidentais
	Equipamentos de potência
	Equipamentos de proteção e controle
	Outros

Todos os indicadores terão apuração mensal, trimestral e anual com base no histórico de operação e para o cálculo dos indicadores serão consideradas apenas as interrupções com origem interna a Rede Básica.

Se houver a violação dos padrões, o ONS deverá fazer uma avaliação das causas que levaram a este fato e empreender ações, no sentido de adequar as instalações da Rede Básica aos padrões propostos.

No anexo A estão apresentados os pontos de controle das regiões Sul e Sudeste e seus padrões provisórios.

### **2.3.2 Variação de Frequência**

Em regime permanente e em condições normais a frequência do SIN deve estar entre 59,9 Hz e 60,1 Hz. Se houver distúrbio e tiver disponibilidade de geração a frequência deverá retornar dentro de 30 (trinta) segundos após a perturbação. Se houver necessidade de corte de geração ou corte de carga para recuperar a estabilidade a frequência deverá obedecer os seguintes parâmetros:

- Não poderá exceder 66 Hz ou ser inferior a 56,5 Hz em condições extremas;
- Poderá permanecer acima de 62 Hz por no máximo 30 (trinta) segundos e acima de 63,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos;

- Poderá permanecer abaixo de 58,5 Hz por no máximo 10 (dez) segundos e abaixo de 57,5 Hz por no máximo 05 (cinco) segundos.

### 2.3.3 Tensão em Regime Permanente

Para a operação em regime permanente as tensões nos barramentos da Rede Básica deverão situar-se dentro dos limites apresentados na tabela abaixo e posteriormente o ONS estabelecerá faixas diferenciadas para condições normais e de emergência.

*Tabela 2.15 – Níveis de tensão (fase-fase) em corrente alternada para Rede Básica*

<b>TENSÃO NOMINAL</b>		<b>TENSÃO MÍNIMA</b>		<b>TENSÃO MÁXIMA</b>	
(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)	(kV)	(p.u.)
13,8	1,0	13,1	0,95	14,5	1,05
23,0	1,0	21,9	0,95	24,2	1,05
34,5	1,0	32,8	0,95	36,2	1,05
69,0	1,0	65,6	0,95	72,5	1,05
88,0	1,0	83,6	0,95	92,4	1,05
138,0	1,0	131,0	0,95	145,0	1,05
230,0	1,0	218,0	0,95	242,0	1,05
345,0	1,0	328,0	0,95	362,0	1,05
440,0	1,0	418,0	0,95	460,0	1,05
500,0	1,0	475,0	0,95	550,0	1,10
750,0	1,0	720,0	0,96	800,0	1,07

Para qualquer condição de carga, os níveis de tensão nos barramentos que não atendam diretamente a consumidores, e que não sejam pontos de interligação, poderão ser inferiores ou superiores aos valores da tabela acima, respeitadas as limitações dos equipamentos.

É responsabilidade do ONS zelar para que os limites de tensão indicados acima sejam atendidos. Em caso de violação destes limites o ONS deverá empreender ações tais como, a proposição de ampliações e reforços na Rede

Básica, adoção de medidas operativas etc., no sentido de adequar o perfil de tensão dos barramentos da Rede Básica a estes limites.

### 2.3.4 Flutuação de Tensão

A Flutuação de Tensão é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica, do valor eficaz da tensão. De um modo geral, pode-se relacionar as flutuações aleatórias e repetitivas com a operação de cargas não lineares que solicitam potência variável no tempo, enquanto que as flutuações esporádicas relacionam-se com manobras de rede ou de carga.

As flutuações de tensão nos barramentos podem provocar uma série de distúrbios, mas o submódulo 2.2 trata apenas da cintilação luminosa (“Flicker”). A cintilação é a impressão visual resultante das variações do fluxo luminoso nas lâmpadas elétricas causada pelas flutuações da tensão de alimentação e a severidade de cintilação representa um incômodo visual para as pessoas expostas.

Os níveis de severidade são mensurados pelos indicadores Pst e Plt, conforme descrição e recomendação da IEC 61000-4-15 “Flickermeter – Functional and design specifications”.

O indicador Pst, “Probability short term”, representa a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 10 minutos e é calculado a partir dos níveis instantâneos de sensação de cintilação, medidos conforme a seguinte expressão:

$$P_{st} = \sqrt{0,0314P_{0,3} + 0,0525P_1 + 0,0657P_3 + 0,028P_{10} + 0,08P_{50}}$$

Onde:



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

O indicador Plt, “Probability long term”, representa a severidade dos níveis de cintilação associados à flutuação de tensão verificada num período contínuo de 2 horas e é calculado a partir dos registros de Pst conforme a seguinte expressão:

$$P_{lt} = \sqrt{\frac{1}{2} \sum_{i=1}^{12} (P_{sti})^3}$$

Os indicadores de severidade de cintilação, que são adotados como representativos da flutuação de tensão num dado barramento da Rede Básica, são:

- valor do indicador Pst que foi superado em apenas 5 % dos registros obtidos no período de 1 dia (24 horas) - PstD95%;
- valor do indicador Plt que foi superado em apenas 5 % dos registros obtidos no período de uma semana, 7 (sete) dias completos e consecutivos - PltS95%.

Tabela 2.16 – Limites Globais Plt (“Probability long term”) e Pst (“Probability short term”).

Limite	PstD95%	PltS95%
Limite Global Inferior	1pu/FT	0,8pu/FT
Limite Global Superior	2pu/FT	1,6pu/FT

OBS: Os Limites Globais apresentados na Tabela acima foram estabelecidos tendo como premissa que o Limite Global Inferior para as tensões secundárias nos sistemas de distribuição (220 V) é 1 pu.

Onde  $FT$  é o Fator de Transferência aplicável entre o barramento da Rede Básica sob avaliação e o barramento da tensão secundária de distribuição eletricamente mais próximo, sendo calculado pela relação entre o valor do

**PltS95%** do barramento da Rede Básica sob avaliação e valor do **PltS95%** do barramento da rede de distribuição. No caso dos **FT** entre os barramentos envolvidos não serem ainda conhecidos através de medição, em princípio os seguintes valores poderão ser aplicados para a avaliação da Flutuação de Tensão nos barramentos da Rede Básica :

Tabela 2.17 - Fatores de Transferência da Rede Básica

<b>Barramento de Tensão Nominal <math>\geq 230</math> kV</b>	<b>FT = 0,65</b>
<b>69 kV <math>\leq</math> Barramento de Tensão Nominal <math>&lt; 230</math> kV</b>	<b>FT = 0,8</b>
<b>Barramento de Tensão Nominal <math>&lt; 69</math> kV</b>	<b>FT = 1,0</b>

Os valores de PstD95% e PltS95% devem ser menores que os definidos como limite, caso ocorra ao menos um valor fora dos limites a qualidade da tensão deverá ser observada e se houver reclamações dos clientes o ONS deverá solucionar o problema.

### 2.3.5 Desequilíbrios de Tensão

O desequilíbrio de tensão nos barramentos da rede Básica será avaliado pelo seguinte fator:

$$K = \frac{V_2}{V_1} \times 100$$

$V_2$  - componentes de seqüência negativa

$V_1$  - componentes de seqüência positiva

E o seu limite global deverá ser menor ou igual a 2%.

Se a monitoração da seqüência negativa detectar uma forma repetitiva e intermitente será permitido dobrar o limite global, desde que a duração da violação não ultrapasse 5% do tempo monitorado.

### 2.3.6 Distorção Harmônica

A distorção harmônica será avaliada pelo indicador a seguir:

$$DTHT = \sqrt{\sum (V_h)^2}$$

$$V_h = 100 \frac{V_h}{V_1}$$

tensão harmônica de ordem h (de 2 a 50) em

porcentagem da fundamental;

$V_h$  tensão harmônica de ordem h em volts;

$V_1$  tensão fundamental nominal em volts.

Os padrões globais de tensões harmônicas de ordens 2 a 50 são definidos na tabela abaixo, bem como o padrão para a Distorção de Tensão Harmônica Total (DTHT).

Tabela 2.18– Limites globais de tensão harmônica expressos em porcentagem da tensão fundamental

V < 69 kV				V >=69 kV			
ÍMPARES		PARES		ÍMPARES		PARES	
Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)	Ordem	Valor(%)
3, 5, 7	5%			3, 5, 7	2%		
		2, 4, 6	2%			2, 4, 6	1%
9, 11, 13	3%			9, 11, 13	1,5%		
		>=8	1%			>=8	0,5%
15 a 25	2%			15 a 25	1%		
>=27	1%			>=27	0,5%		
DTHT = 6%				DTHT = 3%			

### 2.3.7 Variação de Tensão de Curta Duração

A variação de Tensão de Curta Duração é um desvio significativo da amplitude da tensão por curto intervalo de tempo. E a amplitude é definida pelo valor extremo do valor eficaz (média quadrática) da tensão em relação à tensão de referência do sistema no ponto considerado, enquanto perdurar a perturbação e a duração é definida pelo intervalo de tempo decorrido entre o instante em que o valor eficaz da tensão em relação a tensão de referência do sistema no ponto considerado ultrapassa determinado limite e o instante em que a mesma variável volta a cruzar o limite.

O valor da tensão de referência ainda não está definido e está sendo estudado pelo Grupo de Trabalho Especial da Qualidade da Energia e posteriormente será divulgada em revisões nos Procedimentos de Rede.

A classificação das variações de tensão de curta duração é descrita na tabela abaixo:

*Tabela 2.19 - Denominação das Variações de Tensão de Curta Duração*

<b>Classificação</b>	<b>Denominação</b>	<b>Duração da Variação</b>	<b>Amplitude da tensão (valor eficaz) em relação à tensão nominal</b>
Variação Momentânea de Tensão	Interrupção Momentânea de Tensão	Inferior ou igual a três segundos	inferior a 0,1 pu
Variação Momentânea de Tensão	Afundamento Momentâneo de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu.
Variação Momentânea de Tensão	Elevação Momentânea de Tensão	Superior ou igual a um ciclo e inferior ou igual a três segundos	superior a 1,1 pu

Varição Temporária de Tensão	Interrupção Temporária de Tensão	superior a três segundos e inferior ou igual a um minuto	inferior a 0,1 pu
Varição Temporária de Tensão	Afundamento Temporário de Tensão	superior a três segundos e inferior ou igual a um minuto	superior ou igual a 0,1 e inferior a 0,9 pu
Varição Temporária de Tensão	Elevação Temporária de Tensão	superior a três segundos e inferior ou igual a um minuto	superior a 1,1 pu

## 2.4 Resolução nº 520/2002 - Atendimento de Emergência

Em 17 de setembro de 2002 a ANEEL publicou a resolução nº 520, que estabelece os procedimentos de registro e apuração dos indicadores relativos às ocorrências emergenciais [16].

A coleta de dados para o cálculo dos indicadores deverá considerar todas as ocorrências, mesmo aquelas decorrentes de natureza impropriedade, tais como: defeito interno nas instalações das unidades consumidoras e endereço da reclamação não localizado pelas equipes de emergência.

Na apuração destes indicadores não deverão ser considerados os atendimentos, mesmo se realizados por turmas de emergência, às seguintes ocorrências:

- solicitação de serviços em redes de iluminação pública;
- serviços de caráter comercial, tais como: reclamação de consumo elevado, substituição de medidores, corte e religação de unidades consumidoras, dentre outros; e
- reclamações relativas ao nível de tensão de atendimento.

As concessionárias deverão registrar, em formulário próprio ou meio magnético, para cada ocorrência no sistema elétrico, no mínimo, as seguintes informações:

- número de ordem da ocorrência;
- data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) do conhecimento da ocorrência;
- identificação do meio de conhecimento da ocorrência (registro do sistema da concessionária, dados do consumidor ou de terceiros);
- data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) de início do deslocamento da equipe de atendimento;
- data (dia, mês e ano) e horário (horas e minutos) da localização do fato gerador da ocorrência; e
- descrição da ocorrência e fato gerador da mesma.

#### **Indicadores individuais:**

Tempo de Preparação (TP): é o intervalo de tempo para o atendimento da ocorrência emergencial, expresso em minutos, compreendido entre o conhecimento da existência de uma ocorrência e o instante da autorização para o deslocamento da equipe de emergência.

Tempo de Deslocamento (TD): é o intervalo de tempo, expresso em minutos, compreendido entre o instante da autorização para o deslocamento da equipe de atendimento de emergência até o instante de chegada no local da ocorrência.

Tempo de Mobilização (TM): é o intervalo de tempo, expresso em minutos, compreendido entre o conhecimento da existência de uma ocorrência emergencial, o deslocamento e o instante de chegada da equipe de atendimento

de emergência no local da ocorrência, correspondendo à soma dos tempos TP e TD.

### **Indicadores Coletivos**

Tempo Médio de Preparação (TMP): é o valor médio dos tempos de preparação (TP), no período de apuração, de um determinado conjunto de unidades consumidoras.

$$\text{TMP} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{TP}(i)}{n}$$

Tempo Médio de Deslocamento (TMD): é o valor médio dos tempos de localização (TD), no período de apuração, de um determinado conjunto de unidades consumidoras.

$$\text{TMD} = \frac{\sum_{i=1}^n \text{TD}(i)}{n}$$

Tempo Médio de Mobilização (TMM): é o valor médio dos tempos de mobilização (TM), no período de apuração, de um determinado conjunto de unidades consumidoras.

$$\text{TMM} = \text{TMP} + \text{TMD}$$

Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia (NIE): é o número de ocorrências emergenciais com registro de interrupção de energia, no período de apuração, de um determinado conjunto de unidades consumidoras.

Percentual do Número de Ocorrências Emergenciais com Interrupção de Energia (PNIE): é o percentual do número de ocorrências emergenciais registradas com interrupção de energia, no período de apuração, de um determinado conjunto de unidades consumidoras.

$$PNIE = \frac{NIE}{n}$$

Os períodos de apuração dos indicadores TMP, TMD, TMM e PNIE devem ser mensais e anuais e os tempos nas fórmulas (TMP, TP, TMD, TD, TM e TMM) devem ser expressos em minutos.

Se no contrato de concessão da concessionária existir a obrigatoriedade da apuração de indicadores relativos ao atendimento de emergência, a mesma deverá apurá-los até dezembro de 2003, após este período deverá apurar somente os que constam nesta resolução.



## **3. ASPECTOS CONCEITUAIS DA CONFORMIDADE DOS NÍVEIS DE TENSÃO**

### **3.1 Apuração dos Indicadores Contratuais das Concessionárias Paulistas**

A questão da qualidade da tensão recebeu inicialmente uma maior atenção nos contratos de concessão das concessionárias de energia de São Paulo, pois através inicialmente da Secretaria de Energia e posteriormente da Comissão de Serviços Públicos de Energia - CSPE, tem-se trabalhado para estabelecer padrões melhores com relação aos níveis de tensão. Deste modo, este capítulo apresenta os indicadores coletivos no que tange a conformidade da tensão contidos nos contratos de concessão das concessionárias paulistas e também a proposta de indicadores individuais para melhor analisarmos o aspecto da qualidade da tensão.

As concessionárias enviam os dados medidos para a CSPE com periodicidade trimestral, onde:

Para a primeira etapa esta amostra deverá conter 250 consumidores por trimestre, totalizando 1000 a cada ano. Durante a etapa de adaptação a apuração amostral será realizada durante 3 dias úteis consecutivos nas unidades sorteadas, de forma que, caso o aparelho de medição permaneça instalado durante finais de semana ou feriados, as medições desses períodos não serão consideradas no cálculo dos indicadores. Nas etapas subseqüentes, o período de apuração poderá ser estendido para até 7 dias consecutivos.

Para se montar a amostra as concessionárias enviam os dados de todos os seus consumidores para o órgão regulador, para fins da seleção das amostras e devem seguir o seguinte padrão:

EMPRESA	(20 A)
ÁREA DE CONCESSÃO	(20 A)
CÓDIGO DO CONSUMIDOR	(12 N)
ALIMENTADOR	(06 A)
COORDENADA DO TRANSFORMADOR	(12 N)
TENSÃO NOMINAL	(04 N)
NÚMERO DE FASES	(01 N)
NEUTRO	(01 A)
LOCALIDADE	(20 A)
ENDEREÇO	(30 A)
COMPLEMENTO	(20 A)
BAIRRO	(20 A)
A - Código ALFANUMÉRICO	N - Código Numérico

Com este cadastro o órgão regulador irá efetuar o sorteio dos consumidores em baixa tensão – BT que serão verificados em cada trimestre e encaminhá-los para as empresas entre os dias 01 e 15 do mês anterior ao início das atividades de medição:

De posse dos consumidores de BT que farão parte da amostra do trimestre a concessionária deverá iniciar, no primeiro dia útil do trimestre, a rotina de medição que deverá se encerrar no último dia útil do trimestre. Para cada consumidor medido deverão ser gerados registros, conforme o padrão abaixo, os quais deverão ser disponibilizados ao órgão regulador até o décimo quinto dia do mês subsequente ao trimestre no qual ocorreram as medições.

EMPRESA	(20 A)
ÁREA DE CONCESSÃO	(20 A)
CÓDIGO DO CONSUMIDOR	(12 N)
ALIMENTADOR	(06 A)
TENSÃO NOMINAL	(04 N)
NÚMERO DE FASES	(01 N)
FASE MEDIDA	(01 A)
LOCALIDADE	(20 A)
ENDEREÇO	(30 A)
COMPLEMENTO	(20 A)
BAIRRO	(20 A)
MEDIÇÃO 1	(06 N)
MEDIÇÃO 2	(06 N)
↑	
↑	
MEDIÇÃO N	
MEDIÇÃO 432	(06 N)

As medições deverão ser efetuadas no ponto de entrega dos consumidores aleatoriamente escolhidos. Na impossibilidade de execução nesse local, poderá ser efetuada a medição no ponto de tomada do ramal de serviço. Neste último caso, os valores medidos deverão ser descontados de 0,3% da tensão de base. Havendo neutro na ligação do consumidor da amostra, deve ser realizada medição entre cada fase de ligação do consumidor e o neutro. Será considerada a medição da fase em que o resultado for mais desfavorável, quando for o caso.

Não havendo neutro devem ser realizadas medições com todas as combinações possíveis das fases existentes, sendo também considerado o resultado mais desfavorável quando for o caso. A fase com medição mais desfavorável de nível de tensão será aquela com maior número de valores de tensões medidas fora dos limites adequados.

Os equipamentos que efetuarão as medições deverão ter no mínimo:

- Faixa de medição de 80 a 1.000V;
- Equipamento eletrônico com memória de massa;
- Medição dos valores RMS verdadeiros;
- Precisão  $\pm 1\%$  da leitura.

Convencionou-se o registro da tensão média para cada intervalo de 10 minutos, com período máximo de integralização de 1 minuto. E estes equipamentos deverão conter laudo com relatório de aferição emitido por entidade homologada pelo INMETRO.

A tabela a seguir apresenta os limites máximos e mínimos para tensão de fornecimento aos consumidores ligados à rede secundária, para faixas de valores considerados adequados e precários.

*Tabela 3.1 - Limites máximos e mínimos para tensão de fornecimento aos consumidores ligados à rede secundária.*

Tensão (Volts)		Limites Adequados de Variação (Volts)		Limites Precários de Variação (Volts)	
Sistema	Nominal	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Trifásico	220/127	201/116	229/132	189/109	233/135
Trifásico	380/220	348/201	396/229	327/189	403/233
Monofásico	230/115 <sup>(1)</sup>	212/106	242/121	206/103	254/127
Monofásico	240/120 <sup>(1)</sup>	216/108	250/125	206/103	254/127
Monofásico	254/127	232/116	264/132	218/109	270/135
Monofásico	440/220	402/201	458/229	378/189	466/233

<sup>(1)</sup> Tensões não padronizadas

Com base nestes dados pode-se apurar os indicadores coletivos FEV e FDT, que devem ser realizadas considerando como universo, todos os consumidores da concessionária faturados com *tarifas* do Grupo B.

## 3.2 Principais Indicadores dos Contratos de Concessão das Distribuidoras Paulistas

### FEV - FREQUENCIA EQUIVALENTE DE VIOLAÇÃO DE TENSÃO

É definida como sendo a razão entre o número de consumidores faturados com tarifas do Grupo e, cuja tensão se encontra fora dos limites admissíveis, e número total de consumidores da concessionária, faturados com tarifas do Grupo e, independentemente da tensão de fornecimento.

Após a medição dos valores de tensão nos consumidores desta amostra o FEV deve ser calculado pela expressão:

$$FEV = \frac{ncf}{nct} \times 100, \text{ onde}$$

$ncf$  = número de consumidores da amostra, que apresentarem mais de 1% das medições fora dos limites adequados e dizemos que estes consumidores geraram FEV.

$nct$  = número total de consumidores da amostra.

Mas este valor de 1% previsto no contrato de concessão poderá ser revisto pelo órgão regulador.

É importante ressaltar que a penalidade não é uma função direta da FEV, mas a FEV nos dá uma visão global da empresa em questão e também um percentual dos consumidores que necessitam de uma atuação da concessionária.

## **FDT - FUNÇÃO DISTRIBUIÇÃO DE TENSÃO**

É uma função que apresenta a distribuição de ocorrências de níveis de tensão, obtidas através de medição apropriada, considerando intervalos de amplitude igual a 1% da tensão nominal. Permite identificar de modo geral como está o nível da tensão de atendimento e particularmente a quantidade de tensões medidas que se situa fora dos limites adequados ou fora dos limites precários.

Esta função deve ser obtida considerando os seguintes conjuntos de consumidores da amostra:

I - todos os consumidores da amostra e denominamos esta distribuição de FDT;  
II - apenas os consumidores da amostra, que apresentarem mais de 1% das medições fora dos limites adequados, agrupados em 3 tipos segundo o valor da tensão nominal:

Tipo 1: 115 V e 230 V monofásicos;

Tipo 2: 120V e 208V trifásicos;

Tipo 3: Demais tensões (127/220 V).

Neste segundo item denominamos esta distribuição de FDTb, pois apesar de mesma natureza da primeira foram considerados apenas os consumidores que geraram FEV.

## **FCIT - FUNÇÃO CUSTO DE IMPERFEIÇÃO DE TENSÃO**

Trata-se de uma função, que periodicamente será estabelecida pelo órgão regulador que indica o custo que será imposto para atendimento com nível de tensão fora dos limites adequados.

O custo da imperfeição da tensão será zero para atendimento em limites adequados e crescentes a medida que se afastar dos limites adequados, atingindo seu valor máximo quando de atendimentos com níveis de tensão iguais ou mais desfavoráveis que os limites precários. E são definidas três FCIT's (Figura 1) de acordo com os três tipos de consumidores definidos no item anterior.

O significado desta função é de associar níveis de gravidade, traduzidos em R\$/MWh, às transgressões dos níveis de tensão.

Segundo o Contrato de Concessão, as penalidades são calculadas a partir dos valores apurados na Etapa de Adaptação, segundo o seguinte valor de referência, em R\$/MWh:

$$FDTb \times FCIT = \sum_{i=1}^3 (FCIT_i \times FDTb_i)$$

onde,

$FCIT_i$  = Função Custo de Imperfeição de Tensão para os consumidores do tipo  $i$ ;

$FDTb_i$  = Função Distribuição de Tensão para os consumidores que geraram FEV (que apresentarem mais de 1% das medições válidas fora dos limites adequados) do tipo  $i$ ;

Consumidores do tipo 1=consumidores com tensão nominal 115V e 230V monofásicos;

Consumidores do tipo 2 = consumidores com tensão nominal 120V e 208V trifásicos;

Consumidores do tipo 3 = consumidores com demais tensões nominais.

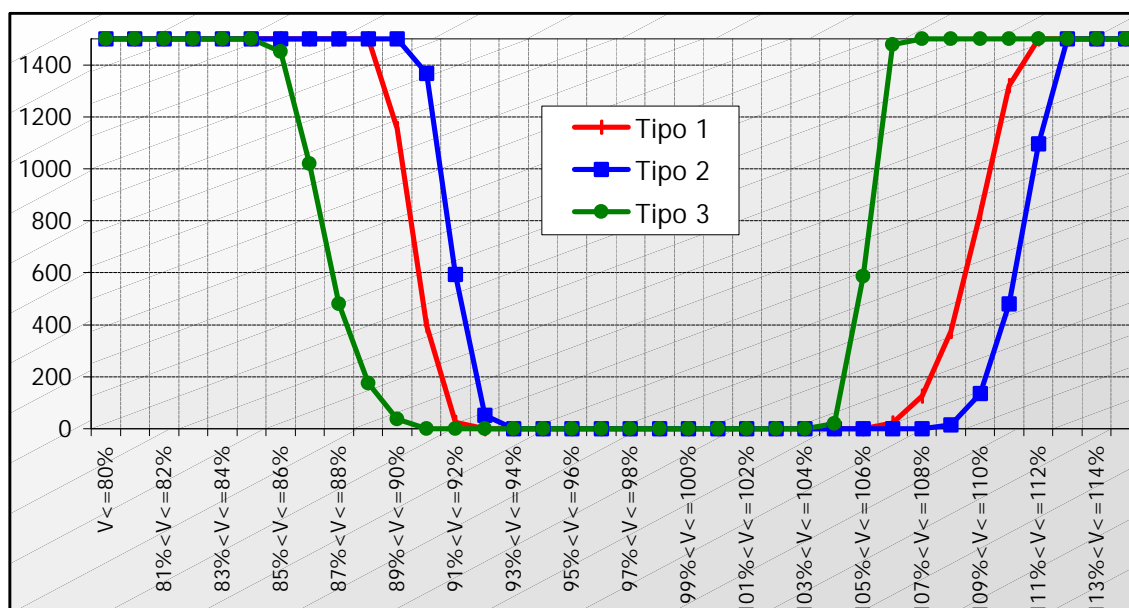


Figura 1 – Função FCIT

## Apuração da FEV e FDT

Para cada trimestre a apuração da FEV e da FDT considera-se todas as medições realizadas no ano e os resultados são acumulativos.

Para o indicador FEV a porcentagem de medições fora dos limites adequados de um dado consumidor deve ser calculada com relação ao número de medições válidas, ou seja, 432 menos o número de medições com valores nulos e/ou zeros (interrupção) e devem ser desconsiderados os consumidores que apresentarem mais de 5% de medições nulas e/ou zeros (22 medições ou mais). Tais consumidores são considerados “inválidos” e não devem constar no cômputo da FDT e da FEV.

Apurou-se as FDT's desta forma:

1. de todos os consumidores válidos;



2. dos consumidores com tensão nominal 115V e 230V monofásicos, que apresentarem mais de 1% das medições válidas fora dos limites adequados;
3. dos consumidores com tensão nominal 120V e 208V trifásicos, que apresentarem mais de 1% das medições válidas fora dos limites adequados;
4. dos consumidores com as demais tensões nominais definidas no Contrato de Concessão que apresentarem mais de 1% das medições válidas fora dos limites adequados.

No caso de tensão nominal 115V monofásico, 120V trifásico, 208V trifásico, 230V monofásico, corresponde a tensões medidas até  $V > 114\%$ . Nos demais casos podem-se apurar até a faixa  $V > 110\%$ .

OBS: Para tensão nominal 120V trifásico, os limites precários são 109V e 134V. Para tensão nominal 208V trifásico, os limites precários são 189V e 224V.

### 3.3 Indicadores Individuais

Os contratos de concessão das distribuidoras paulistas não prevêm o cálculo de indicadores individuais, mas vamos neste capítulo discursar a respeito de dois indicadores propostos para a melhor análise do desempenho do controle da qualidade da tensão.

1) DIV – Duração individual de violação

$$DIV = \frac{nlf}{lv} \times 100$$

nlf – número de leituras fora dos limites adequados

lv – número de leituras válidas (sem os zeros)

Este índice nos mostra por quanto tempo os níveis de tensão dos consumidores ficou fora dos limites adequados. Este valor pode variar de 0% a 100%.

O indicador DIV pode ser obtido pela soma dos índices DRP e DRC, citados no capítulo 2 e que compõem a Resolução N°. 505.

2) NIV – Nível individual de violação

$$NIV = \sum_{i=1}^{17} DUR_i \times Nível_i$$

A  $DUR_i$  são as durações dos níveis de tensão nos intervalos de 1% das faixas de tensão que compõem os níveis de tensão fora dos níveis adequados.

E o Nível  $i$  é o peso que a FDT  $i$  é multiplicada e este peso começa com 0,5 e termina em 5,5 na parte superior e 10,5 na parte inferior.

Este índice nos mostra o grau de severidade da violação, isto é, este índice nos diz se um consumidor foi mais violado que um outro, pois dois consumidores podem ter DIV de 100% (todas as medições fora dos limites adequados), mas o primeiro teria os seus valores entre 104% e 105% da tensão nominal e o segundo teria seus valores entre 109% e 110% da tensão nominal. Com certeza o segundo foi mais violado que o primeiro, mas o DIV sozinho não poderia nos mostrar isto.

O quadro a seguir e a Figura 2 mostram qual o nível que está relacionado com a duração correspondente.

Índice	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Nível	10,5	9,5	8,5	7,5	6,5	5,5	4,5	3,5	2,5	1,5	0,5	0,5	1,5	2,5	3,5	4,5	5,5
DUR	V <= 80%	80% < V <= 81%	81% < V <= 82%	82% < V <= 83%	83% < V <= 84%	84% < V <= 85%	85% < V <= 86%	86% < V <= 87%	87% < V <= 88%	88% < V <= 89%	89% < V <= 90%	104% < V <= 105%	105% < V <= 106%	106% < V <= 107%	107% < V <= 108%	108% < V <= 109%	109% < V

Vermelho – Violação inferior

Azul – Violação superior

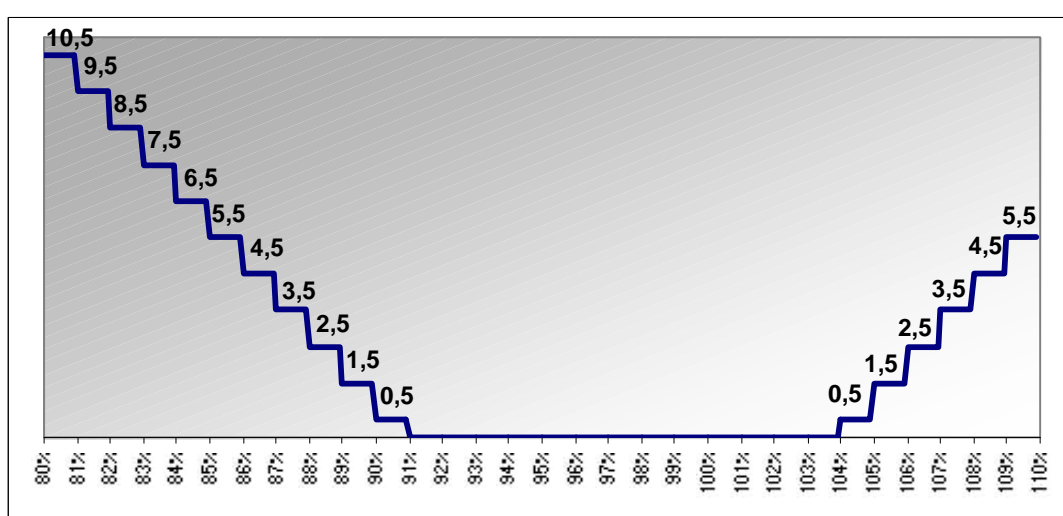


Figura 2 – Mostra o Nível i

Os pesos das funções acima foram estabelecidos com o seguinte critério: Na parte superior temos 6 níveis de violação e na parte inferior 11 níveis de violação. Deste modo os pesos na parte superior foram definidos deste modo:

Grau	6	5	4	3	2	1
DUR	104% < V <= 105%	105% < V <= 106%	106% < V <= 107%	107% < V <= 108%	108% < V <= 109%	109% < V

$$\text{Peso} = 6 - \text{Grau} + 1/2$$

O Grau vai diminuindo conforme a severidade vai aumentando

Na parte inferior foi usado o mesmo critério.

## 4. Resultados Analisados

Este capítulo apresenta uma análise dos resultados das medições de tensão de 2 concessionárias paulistas denominadas A e B no período de 1998 a 2001.

### 4.1 Resultados da empresa A

A Tabela 4.1 fornece uma visão do universo das medições na empresa A, lembrando-se que o produto FCIT \* FDT está na unidade R\$/MWh.

Tabela 4.1 – Resultados da empresa A

ACUMULADO		Número de Consumidores	Número de Consumidores Válidos	Número de Consumidores com Zeros	Número de Consumidores Violados	FEV %	FCIT X FDT <sub>b</sub>
1998	3º Trim	243	239	34	68	28,45	28,72
	<b>4º Trim</b>	<b>481</b>	<b>477</b>	<b>62</b>	<b>135</b>	<b>28,30</b>	<b>32,52</b>
1999	1º Trim	250	245	34	67	27,35	21,04
	2º Trim	500	491	55	147	29,94	20,87
	3º Trim	750	737	83	245	33,24	27,27
	<b>4º Trim</b>	<b>1000</b>	<b>984</b>	<b>104</b>	<b>318</b>	<b>32,32</b>	<b>27,00</b>
2000	1º Trim	250	247	26	55	22,27	22,35
	2º Trim	500	497	39	109	21,93	21,83
	3º Trim	750	745	48	163	21,88	30,36
	<b>4º Trim</b>	<b>1000</b>	<b>992</b>	<b>71</b>	<b>216</b>	<b>21,77</b>	<b>33,45</b>
2001	1º Trim	250	245	20	25	10,20	21,73
	2º Trim	500	495	28	72	14,55	24,82
	<b>3º Trim</b>	<b>750</b>	<b>744</b>	<b>45</b>	<b>95</b>	<b>12,77</b>	<b>19,27</b>

Na tabela 4.1 os resultados a cada trimestre é cumulativo dos trimestres anteriores tanto para a FEV como para FCITxFDT<sub>b</sub> o ao longo de cada ano. O número de consumidores é o número que a empresa efetuou as medições, o número de consumidores válidos são aqueles consumidores que tiveram o número de medições contendo zeros abaixo de 5%, o número de consumidores com zeros foram aqueles que apresentaram pelo menos um valor zero entre as 432 medições e

o número de consumidores violados foram aqueles que suas medições estiveram fora dos limites adequados pelo menos foram durante 1%.

O valor de 1% utilizado como referência nos contratos de concessão é muito conservativo quando comparado com referências internacionais que usam valores normalmente de 5%. Ele foi proposto nas etapas iniciais por 2 motivos:

- a) O objetivo principal inicial era comparativo, apenas para verificar se houve ou não melhoria do atendimento. Os contatos prevêm que o órgão regulador pode alterar esta referência;
- b) A legislação vigente na época era de caráter determinística e esta referência com base na legislação, foi considerada uma tolerância em torno do valor legal (0%) .

A Figura 3 apresenta as FDT's da empresa A nos quatro anos analisados, nota-se que a distribuição aproxima-se de uma normal. Com ela pode-se notar como se comporta a distribuição da tensão, principalmente fora dos limites adequados.

Durante 1998, 94,2% das medições estavam entre os limites adequados, em 1999, 94,5%, em 2000, 93,7% e finalmente em 2001, 96,7% e esta duração foi calculada considerando todos os consumidores válidos. Percebe-se que a duração dos níveis de tensão fora do limite não é proporcional ao FEV e nem ao custo da penalidade, por que se analisarmos o ano de 1999 percebe-se que é o ano de maior FEV (32,32%) e a duração dos níveis de tensão fora dos limites(5,5%) é menor que 2000 (6,3%), ano com menor FEV (21,77%).

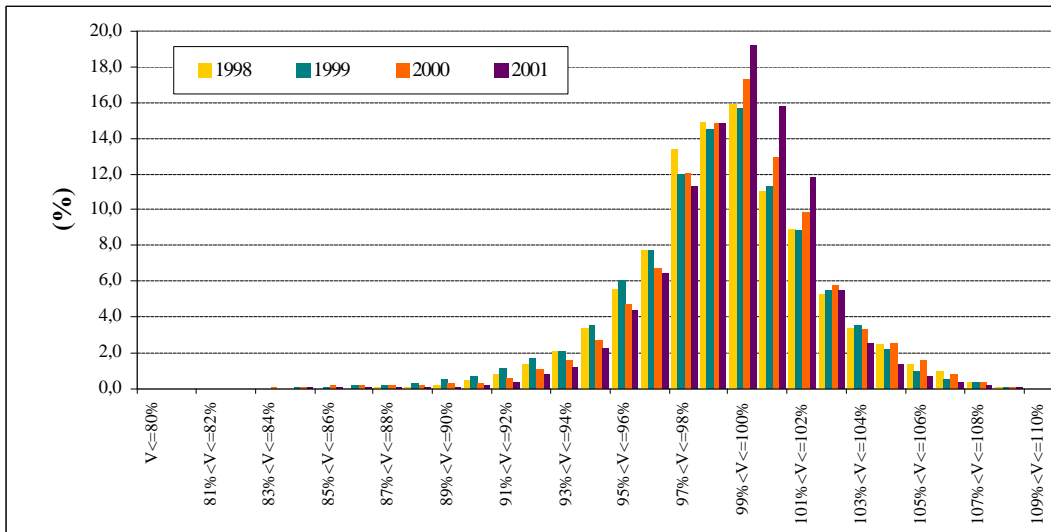


Figura 3 – FDT's da Empresa A

A Figura 4 apresenta as FDT's dos consumidores que geraram FEV, percebe-se por ela que o pior ano foi 1999, o qual apresentou maior FEV, 32,32%.

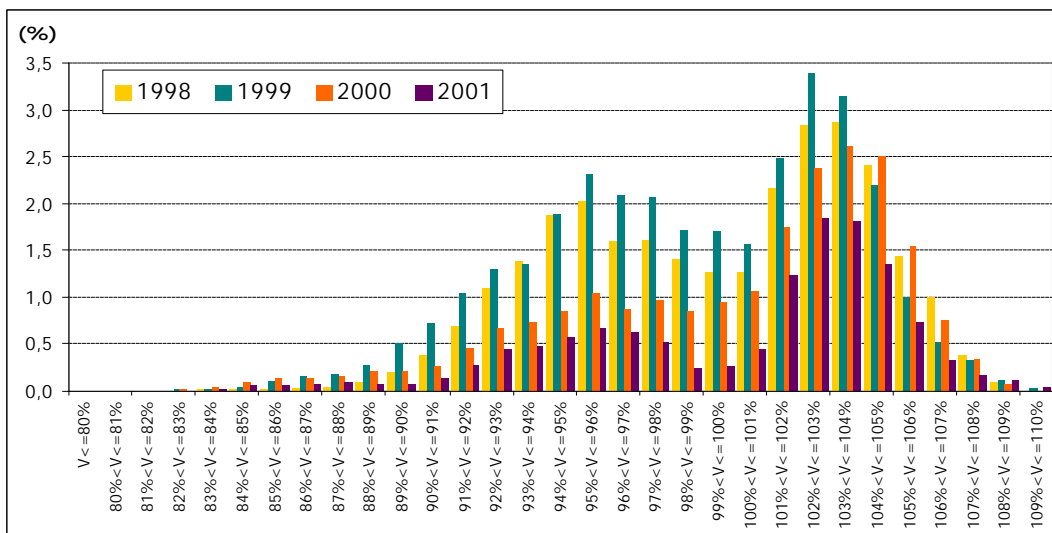


Figura 4 – FDTb's da Empresa A

A tabela 4.2 apresenta a variação da FEV com a variação percentual de pontos não adequados da Empresa A.

Tabela 4.2 – Variação da FEV com a variação do limite de corte da Empresa A

Limite Corte	FEV-1998	FEV-1999	FEV-2000	FEV-2001
1%	28,3%	32,3%	21,7%	12,8%
2%	26,0%	29,2%	21,5%	12,1%
3%	23,3%	24,1%	21,3%	11,3%
4%	21,0%	21,3%	19,0%	10,2%
5%	18,4%	19,3%	17,4%	9,7%
6%	18,0%	18,4%	16,9%	9,3%
7%	16,4%	17,1%	15,4%	8,2%
8%	15,7%	16,1%	14,4%	7,7%
9%	14,7%	15,7%	13,8%	7,4%
10%	14,0%	15,0%	13,6%	7,3%

Na tabela 4.2 mostra-se qual seria a FEV se o limite de corte variasse de 1 a 10%. Com esta variação o número de consumidores que geram FEV cai em torno de 50% em todos os anos se aumentarmos para 10% o limite de corte.

Como foi citado anteriormente, como mostra a tabela 4.1, verifica-se que o valor da FEV não é proporcional a penalidade aplicada, pois o ano com maior FEV não é o ano com a maior penalidade, o qual é 2000, com 33,45 R\$/MWh.

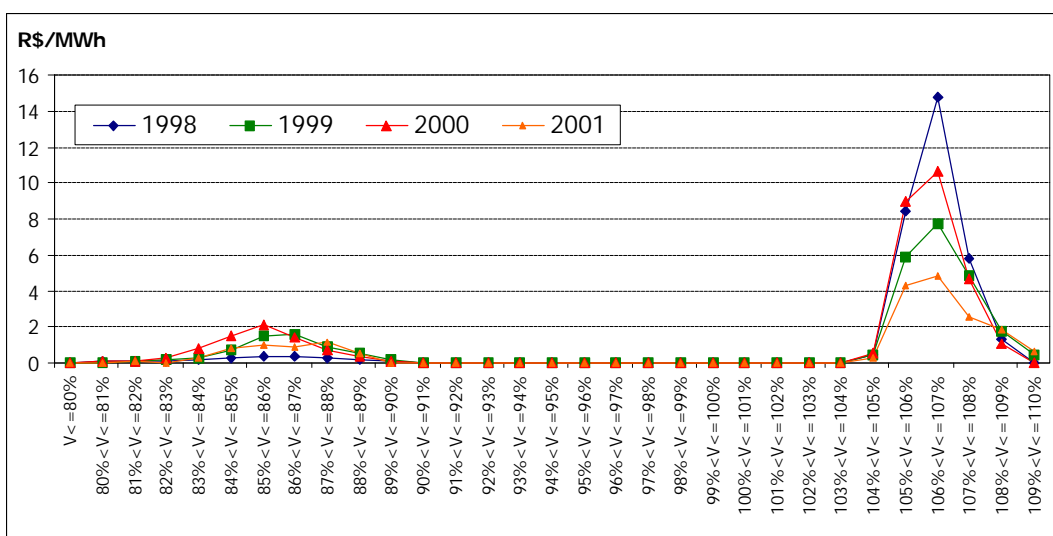


Figura 5 – FCITxFTDb de 1998 a 2001 da Empresa A

A violação superior é visivelmente a responsável pela maior parcela da penalidade aplicada. (Fig 5)

Analisando-se o resultado das penalidades, chegou-se a conclusão que as violações das tensões dos níveis superiores é a parte que mais contribui no montante final das mesmas, como em 1998, a participação da violação superior representa 95,1% e o mesmo se repete nos anos posteriores, conforme Figura 6.

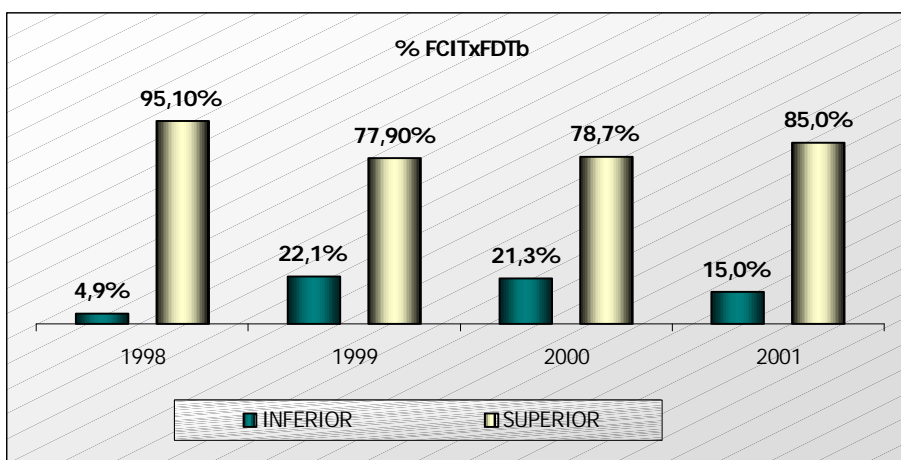


Figura 6 - % FCITxFDTb da Empresa A

A seguir apresentaremos a tabela 4.3 com as durações coletivas fora dos limites adequados obtidas através das DIV's. A primeira duração coletiva foi calculada considerando todos os consumidores válidos e a segunda somente os consumidores que geram FEV.

Tabela 4.3 – Duração Coletiva da Empresa A

Ano	Duração coletiva considerando todos os consumidores válidos	Duração coletiva considerando os consumidores que geram FEV (>1%)
1998	5,8%	22,2%
1999	5,5%	20,2%
2000	6,3%	30,7%
2001	3,3%	27,5%



Com a Figura 7 percebemos que os níveis superiores de violação de tensão contribuíram com a maior parcela para a duração coletiva, onde analisamos todos os consumidores que geram FEV. Mais adiante vamos mostrar as DIV's.

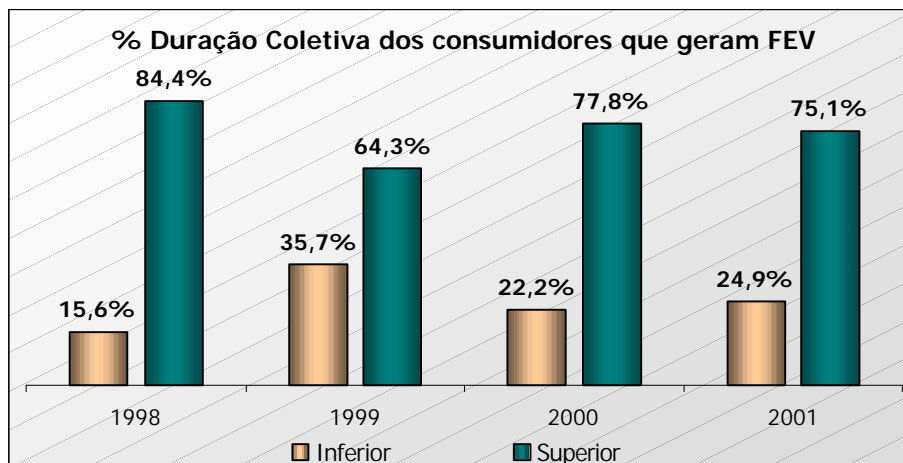


Figura 7 – Porcentagem da duração da violação da tensão dos consumidores que geram FEV da Empresa A

No ano de 1998, a parcela referente as violações na parte superior e que compõe a duração coletiva foi a maior comparada aos anos seguintes, e uma outra particularidade é que dos 135 consumidores que geram FEV somente 3 tem DIV superior e inferior, o restante tem somente a DIV superior ou a DIV inferior.

As Figuras a seguir mostram os resultados individuais de duração e nível de violação, mas somente dos consumidores que geraram FEV (duração maior 1%).

#### 4.1.1 Ano de 1998

A figura a seguir apresenta os resultados das DIV's dos consumidores violados da empresa A. Separou-se as DIV's referentes a violações na parte inferior e as DIV's referentes as violações na parte superior, primeiro porque são raros os consumidores que apresentam violações superiores e inferior ao mesmo tempo e segundo que desta forma ficou mais elucidativo.

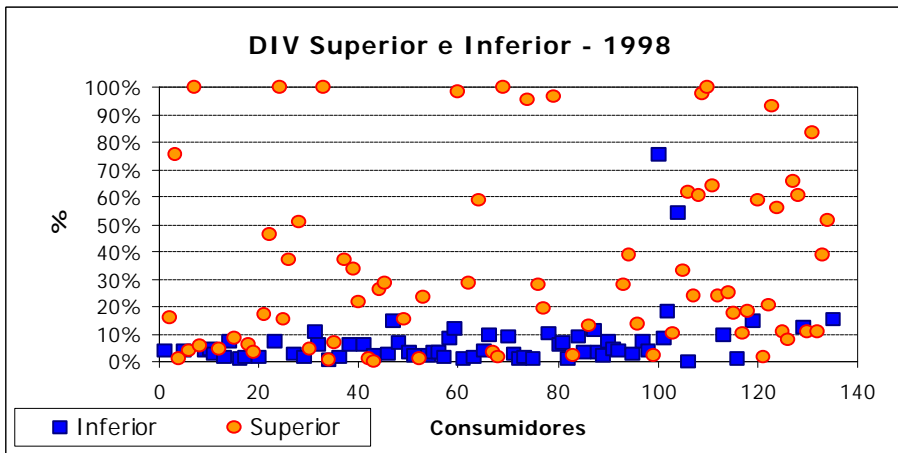


Figura 8 –DIV's dos consumidores que geraram FEV em 1998 da Empresa A

Em 1998 apenas 3 consumidores apresentaram DIV superior e inferior (de um total de 135), o restante apresentou apenas superior ou inferior e 5 consumidores tiveram todas as medições fora dos limites adequados, como mostra figura 8.

A contribuição para o DIV total é maior da DIV superior, como mostra as curvas de permanências contidas na figura 9, 50% dos consumidores tem DIV global menor que 10%, dos 65 consumidores que apresentaram DIV inferior, 80 % dos mesmos tem DIV inferior menor que 10% e dos 73 consumidores que apresentaram DIV superior somente 25% tem duração inferior a 10% e 30 % dos mesmos tem duração maior que 50%.

As curvas de permanência das violações superiores e inferiores foram obtidas apenas dos consumidores afetados superiormente e inferiormente, respectivamente. Isto se fez necessário, pois apenas alguns consumidores apresentaram DIV superior e DIV inferior ao mesmo tempo.

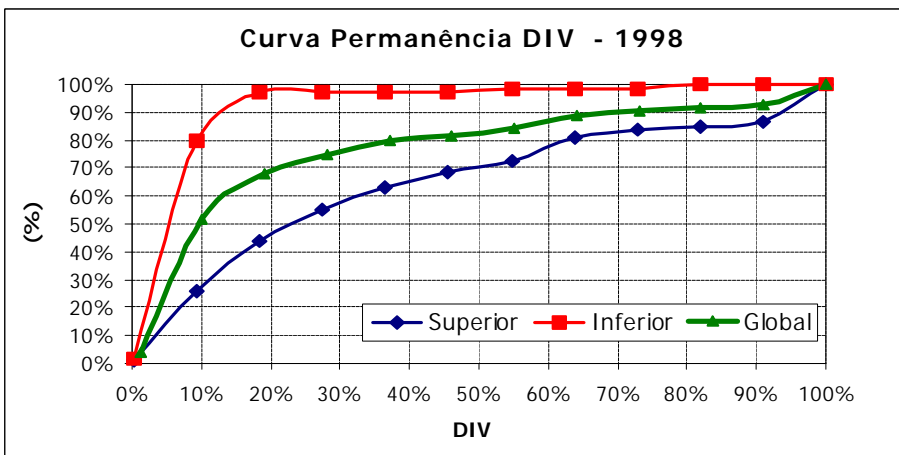


Figura 9 – Curva de permanência do DIV's de 1998 da Empresa A

O NIV é um indicador para mensurar o nível da violação, isto é, quanto maior for o NIV, maior o tempo que a tensão ficou nas maiores faixas da tensão de violação e a figura a seguir apresenta os NIV's dos consumidores violados da Empresa A. Como no caso do DIV, o NIV também foi separado em NIV superior e inferior.

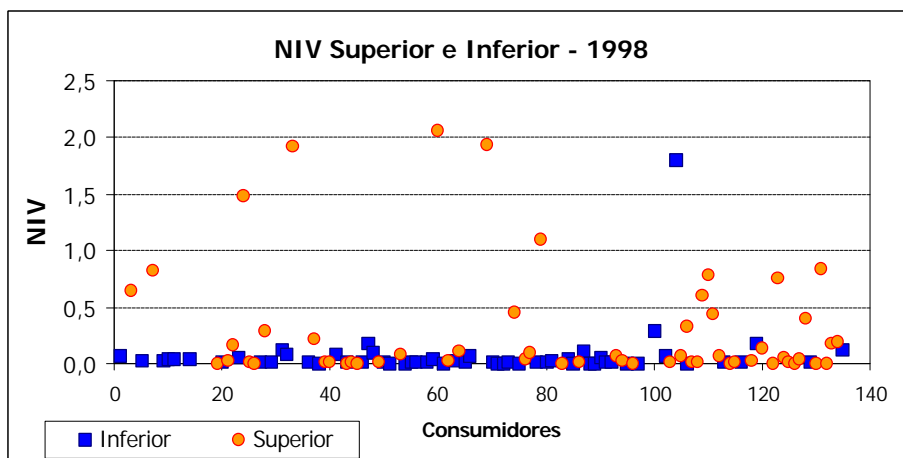


Figura 10 – NIV's dos consumidores que geram FEV em 1998 da Empresa A

Com a Figura 10 nota-se que as piores violações estão no nível superior e apenas um consumidor tem violação mais severa no nível inferior.

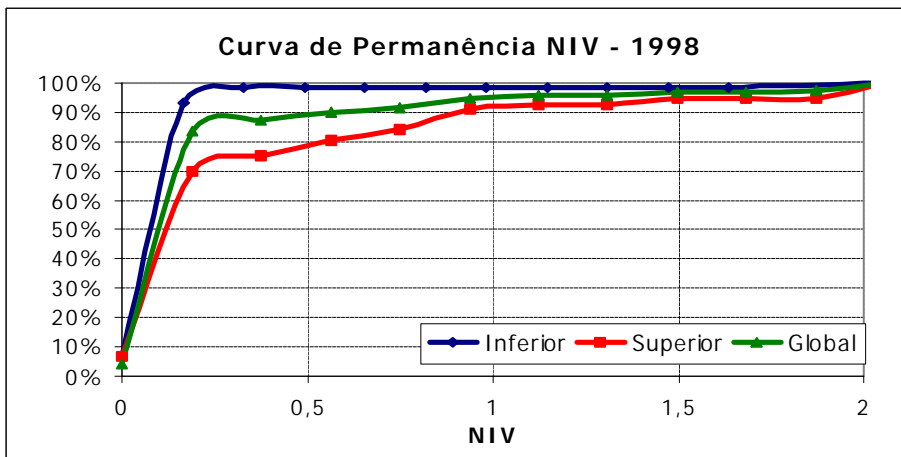


Figura 11 – Curva de permanência dos NIV's de 1998 da Empresa A

Com a figura 11, vemos que 90% dos consumidores tem NIV menor que 0,5. Se analisarmos o NIV inferior e o NIV superior percebe-se que 90% dos NIV inferior estão abaixo de 0,2 e 90% dos NIV superior estão abaixo de 0,9.

E a figura abaixo mostra a relação entre o NIV e o DIV de cada consumidor violado.

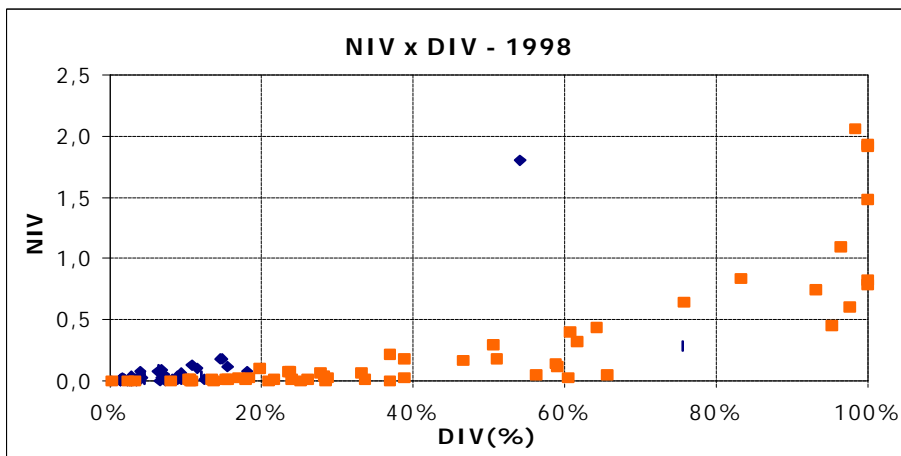


Figura 12 – Duração versus Nível da violação de 1998 da Empresa A

Analisando-se a figura 12, percebe que a duração e o nível da violação não são proporcionais e que para os consumidores com DIV de 100% o NIV varia de 0,65 a 1,95. Isto mostra que a análise em conjunto dos dois indicadores deve se feita

porque o consumidor com NIV de 1,95 foi mais agredido que o consumidor com NIV de 0,65.

Para demonstrar os resultados da Empresa A de 1999 a 2001 e da Empresa B de 1998 a 2001, os gráficos apresentados são dos mesmos tipo que os mostrados acima.

#### 4.1.2 Ano de 1999

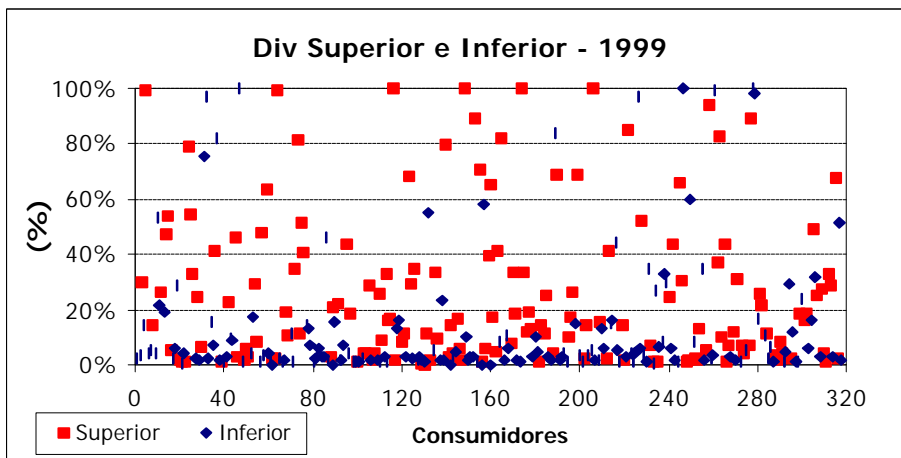


Figura 13 - DIV's dos consumidores que geraram FEV em 1999 da Empresa A

No ano de 1999 temos um número maior de consumidores afetados pois, o ano inteiro foi analisado, quanto que em 1998 somente foram os 3º e 4º trimestre. E dos 984 consumidores válidos, 10 apresentaram as suas tensões fora dos limites adequados durante todo o tempo, com mostra a figura 13.

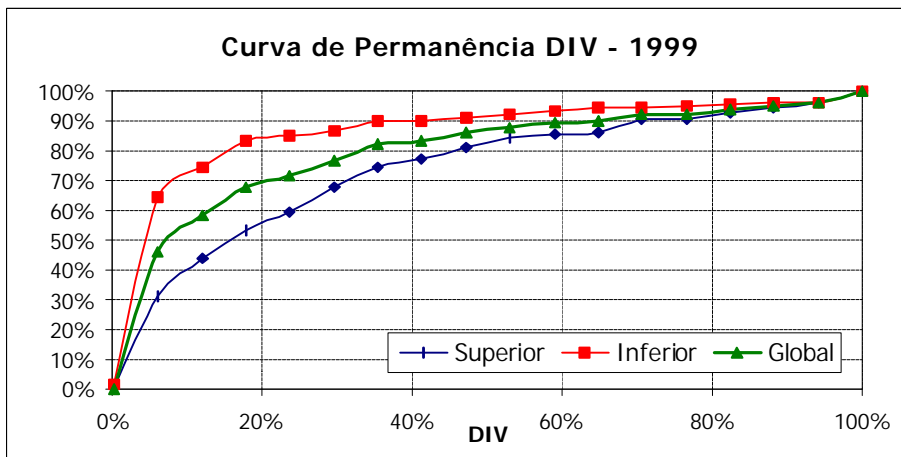


Figura 14 – Curva de permanência dos DIV's em 1999 da Empresa A

Com relação ao DIV global o ano de 1998 se assemelha ao de 1999, nota-se a diferença na DIV inferior pois em 1998, 99% tinham DIV inferior menor que 20%, mas em 1999 somente 85% tem menor que 20%, e também na DIV superior, porque em 1998, 30% tinham DIV superior maior que 50% e em 1999 apenas 13% tem maior que 50%, conforme figura 14.

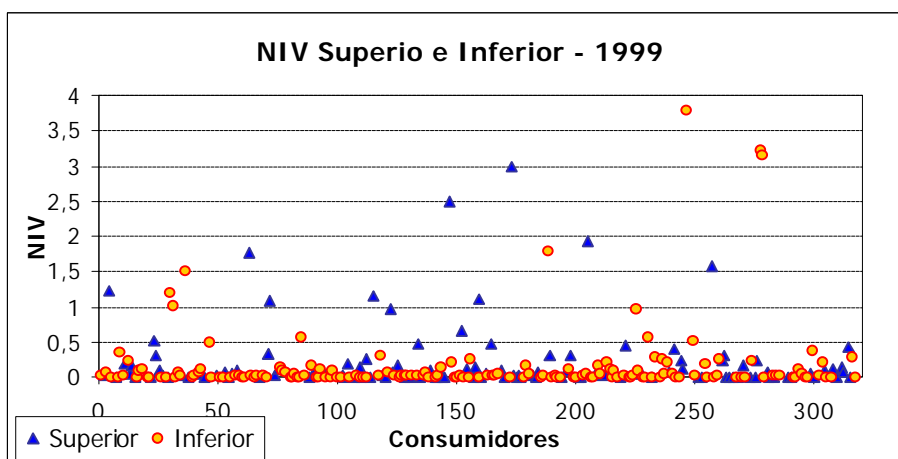


Figura 15 – NIV dos consumidores que geraram FEV em 1999 da Empresa A

Os valores de NIV são superiores a 1998, quase dobrando, principalmente na faixa inferior, onde temos valores até a ordem de 3,75. [Fig. 15]

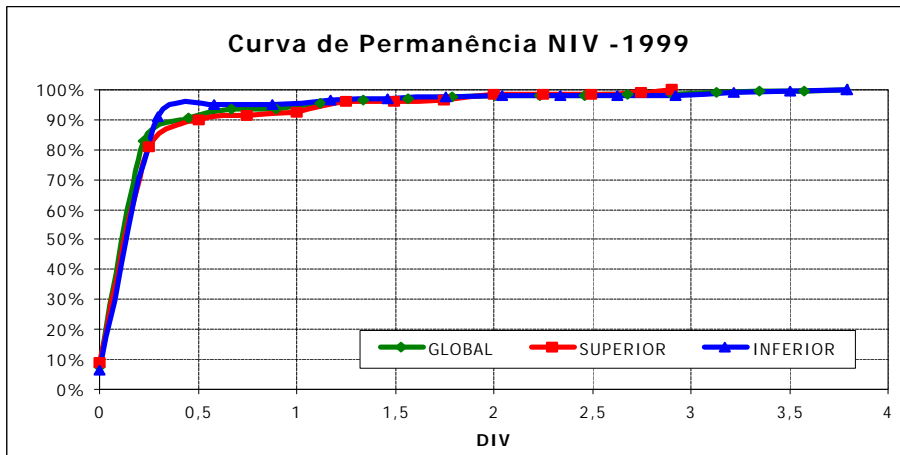


Figura 16 – Curva de permanência dos NIV's em 1999 da Empresa A

Em 1999 as transgressões superiores e inferiores se assemelharam muito, onde podemos notar através da curva de permanência dos NIV's. Neste ano temos 80% dos consumidores com NIV menor que 0,25. [Fig. 16]

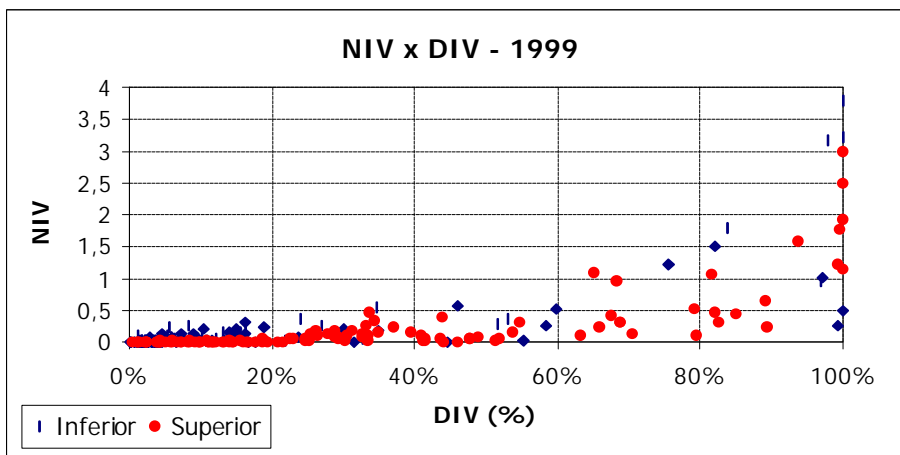


Figura 17 – Duração versus Nível de violação em 1999 da Empresa A

Como em 1998, também temos que até a DIV de 60% temos NIV até 0,5. Depois deste valor de DIV o valor de NIV varia de 0 a 4, como é o caso dos NIV's dos consumidores que tem a duração da violação de 100%. [Fig. 17]

### 4.1.3 Ano de 2000

A duração coletiva fora dos limites adequados foi a maior de todos os anos, e também foi o ano de maior penalidade e em termos individuais temos 24% dos consumidores com DIV maior que 50% e apenas 10% com DIV maior que 90%. E dos 216 consumidores violados, 13 apresentaram DIV de 100% (isto representa 6%). [Fig. 18]

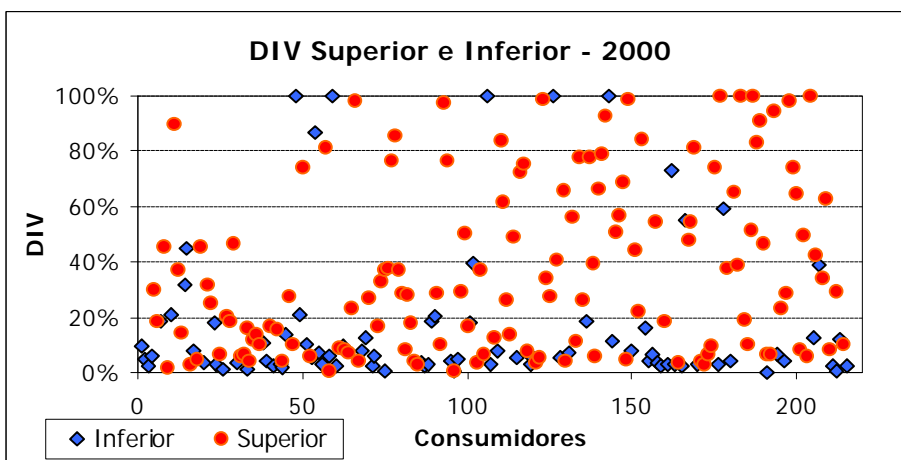


Figura 18 – DIV's dos consumidores que geraram FEV em 2000 da Empresa A

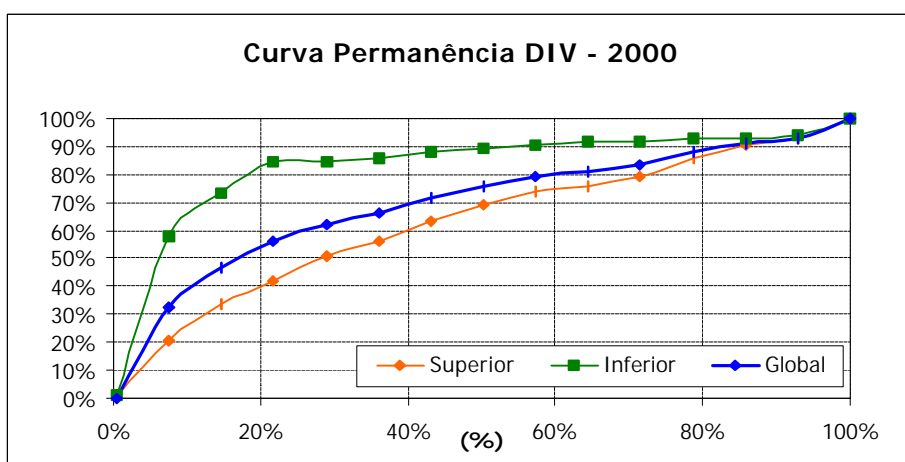


Figura 19 – Curva de Permanência dos DIV's em 2000 da Empresa A.



Apesar das durações inferiores serem iguais ou menores na grande maioria que as durações superiores, os piores valores de NIV são os inferiores, chegando a quase 5. [Fig. 20]

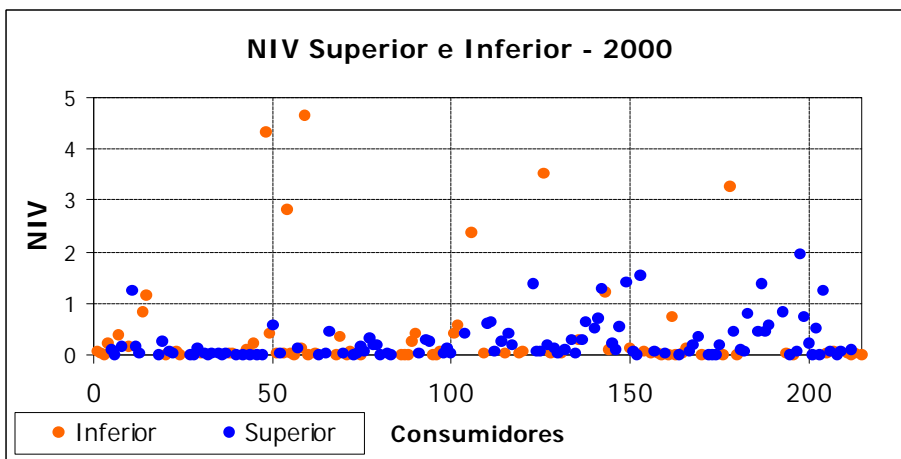


Figura 20 – NIV's dos consumidores que geraram FEV em 2000 da Empresa A

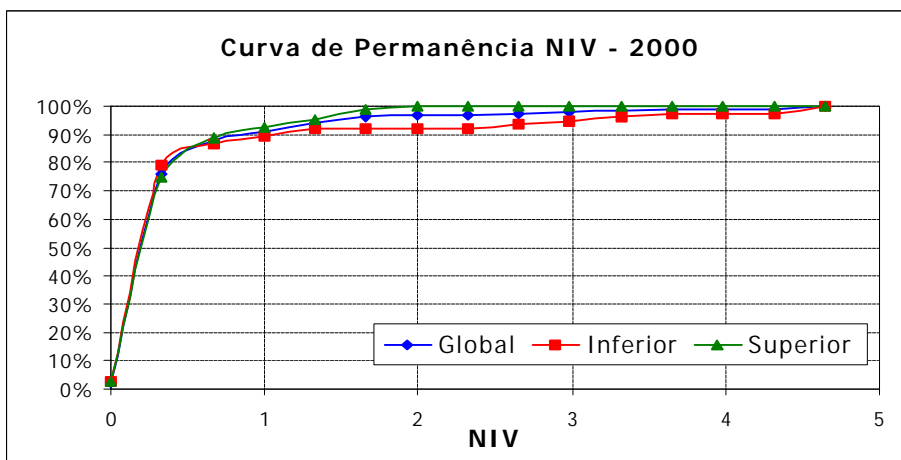


Figura 21 – Curva de Permanência dos NIV's em 2000 da Empresa A

Na figura 22 percebemos também que os consumidores que apresentaram violações inferiores foram mais lesados que os que apresentaram violações superiores, principalmente se compararmos valores de NIV's com a mesmo DIV.

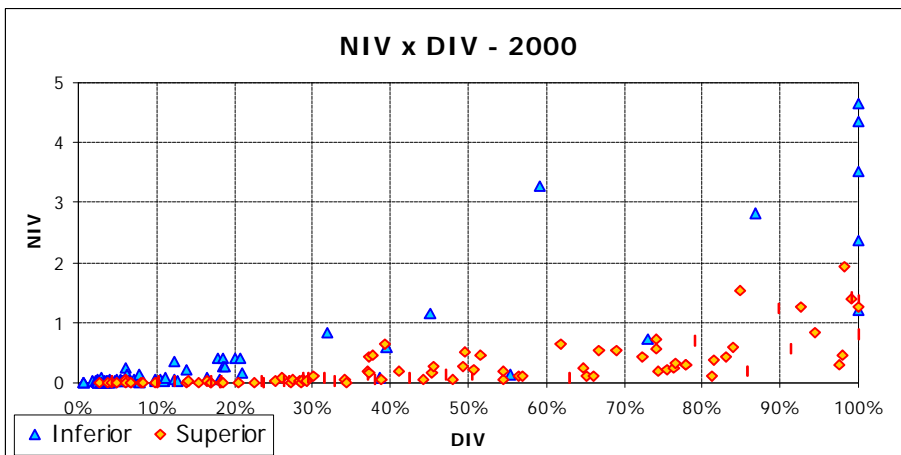


Figura 22 – NIV versus DIV em 2000 da Empresa A

#### 4.1.4 Ano de 2001

O ano de 2001, apesar de somente estarmos analisado os três primeiros trimestres percebemos que foi o que apresentou os melhores resultados, tendo os menores valores de FEV e FCITxFDTb.

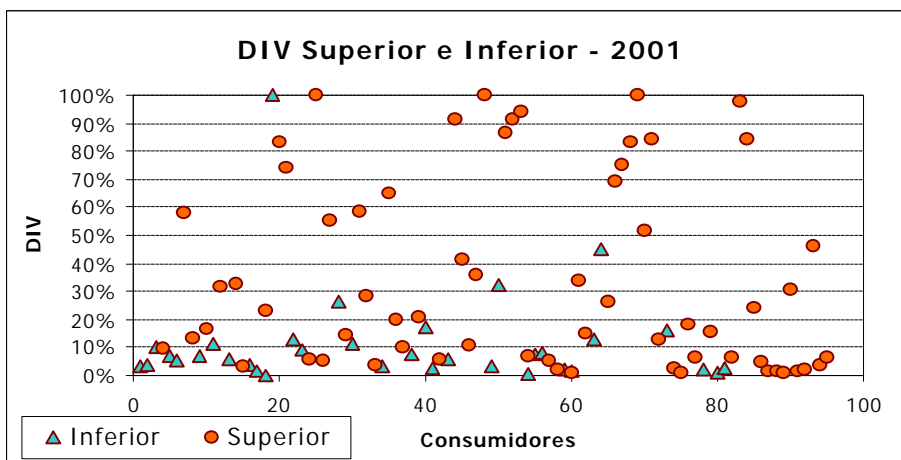


Figura 23 – DIV's dos consumidores que apresentaram FEV em 2001 da Empresa A

Neste ano somente 4 consumidores tiveram duração da violação de 100%, conforme figura 23.

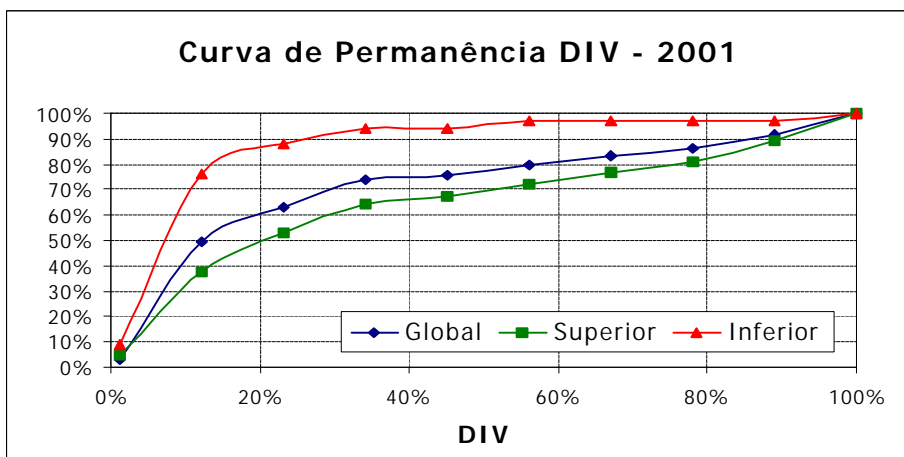


Figura 24 – Curva de Permanência dos DIV's em 2001 da Empresa A

Com a Figura 24 percebe-se que as durações superiores representam grande parte da duração global (com relação a duração coletiva, a duração superior representa 75% do total), e 60% dos consumidores tem a DIV menor que 20%.

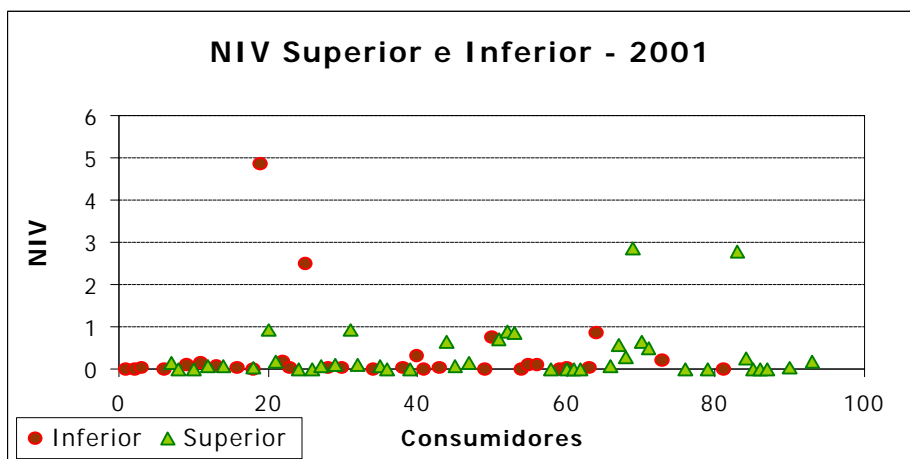


Figura 25 – NIV's dos consumidores que geraram FEV em 2001 da Empresa A

Os valores de NIV neste ano estão bem baixos, somente quatro consumidores apresentaram NIV maior que 1 (um), conforme figura 25.

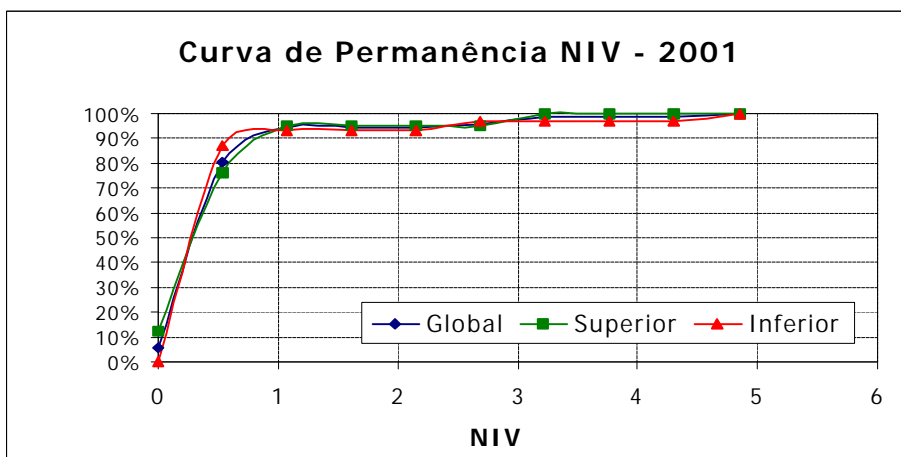


Figura 26 – Curva de permanência dos NIV's em 2001 da Empresa A

O comportamento do NIV inferior e superior foram parecidos, se assemelhando ao global. [Fig. 26]

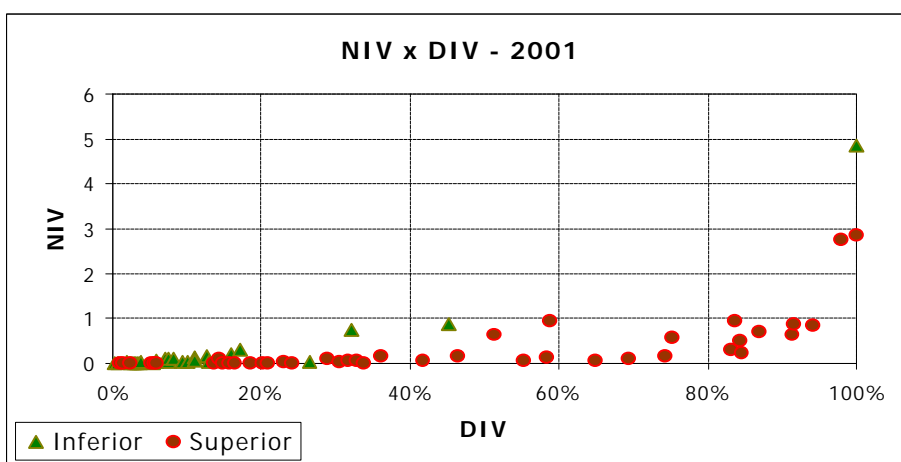


Figura 27 – NIV versus DIV em 2001 da Empresa A

A figura 27 mostra a relação do DIV x NIV e foi o ano que apresentou uma relativa correlação entre os dois valores.

## 4.2 Resultados da Empresa B

De modo similar ao discutido para a empresa A apresentamos a seguir os resultados para a empresa B.

Tabela 4.4 – Resultados da Empresa B

Acumulado		Número de consumidores	Número de consumidores válidos	Número de consumidores com zeros	Número de consumidores violados	FEV %	FCIT X FDTb
1998	3º Trim	250	248	2	50	20,16	4,57
	4º Trim	498	493	23	93	<b>18,86</b>	<b>4,05</b>
1999	1º Trim	250	231	19	26	11,26	1,49
	2º Trim	500	467	25	65	13,92	8,20
	3º Trim	750	712	46	121	16,99	7,28
	4º Trim	1000	960	61	160	<b>16,67</b>	<b>7,83</b>
2000	1º Trim	250	241	20	47	19,50	13,06
	2º Trim	500	485	23	88	18,14	12,82
	3º Trim	750	726	35	131	18,04	10,05
	4º Trim	1000	972	53	167	<b>17,18</b>	<b>11,14</b>
2001	1º Trim	250	246	15	33	13,41	13,37
	2º Trim	500	496	27	65	13,10	8,29
	3º Trim	750	746	37	113	<b>15,15</b>	<b>11,85</b>

A tabela 4.4 apresenta um quadro resumo de FEV e FCITx FDTb da Empresa B acumulado ao longo de cada ano. O número de consumidores é o número que a empresa efetuou as medições, o número de consumidores válidos são aqueles consumidores que tiveram o número de medições contendo zeros abaixo de 5%, o número de consumidores com zeros foram aqueles que apresentaram pelo menos um valor zero entre as 432 medições e o número de consumidores violados foram aqueles que suas medições estiveram fora dos limites adequados pelo menos foram durante 1%.

A Figura 28 apresenta as FDT's da empresa B nos quatro anos analisados, nota-se que a distribuição aproxima-se de uma normal. Com ela pode-se notar como se comporta a distribuição da tensão, principalmente fora dos limites adequados.

Durante 1998, 95,8% das medições estavam entre os limites adequados, em 1999 e 2000, 97,2% e finalmente em 2001, 97,1%, quando nos referimos o todos os consumidores, os que geram FEV ou não. Nesta empresa ainda nota-se que a duração dos níveis de tensão fora do limite não é proporcional ao FEV e nem ao

custo, por que se analisarmos o ano de 2001 percebe-se que é o ano de maior penalidade (11,85 R\$/MWh) e a duração dos níveis de tensão fora dos limites (2,9%) é menor que 1998 (4,2%), ano com menor custo (4,05 R\$/MWh).

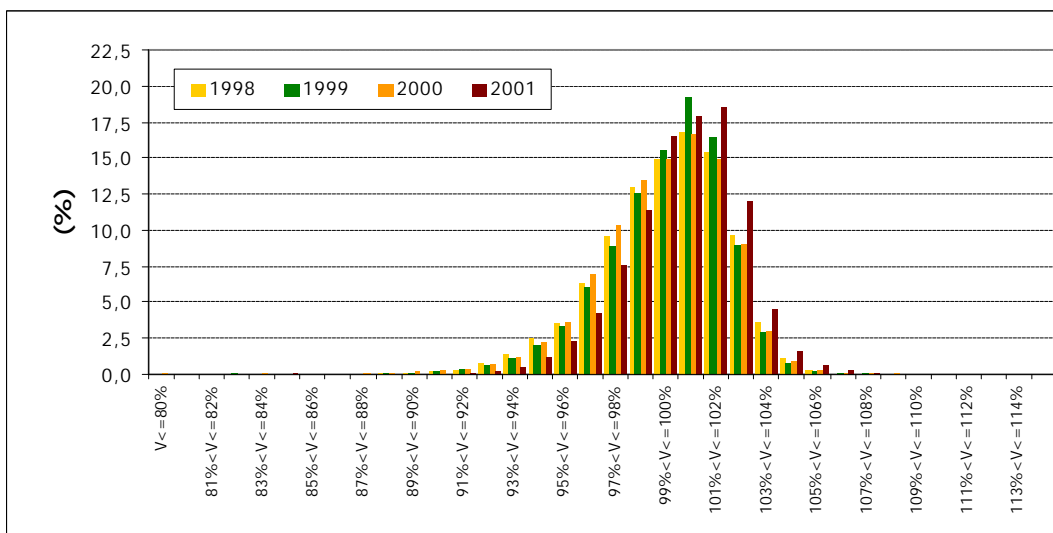


Figura 28 – FDT's da Empresa B

A Figura 29 apresenta as FDbT's dos consumidores que geraram FEV, analisando-as se percebe que apesar de 2001 apresentar o menor FEV, foi o ano que apresentou mais medições fora dos limites na parte superior.

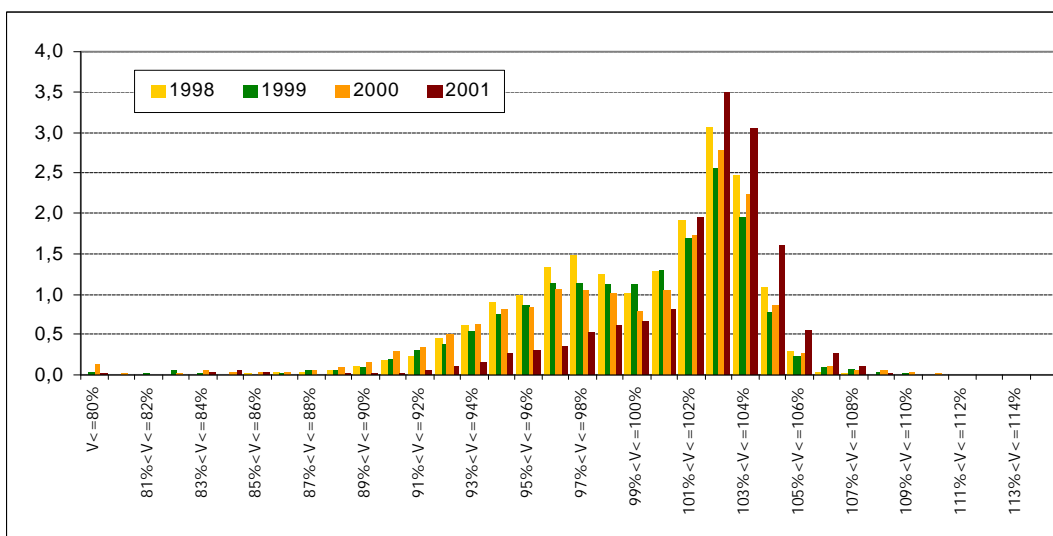


Figura 29 – FDbT's que geram FEV da Empresa B

Na tabela 4.5 mostra-se qual seria a FEV se o limite de corte variasse de 1 a 10%. Com esta variação o número de consumidores que geram FEV cai em torno de 60% a 75% em todos os anos se aumentarmos para 10% o limite de corte.

Tabela 4.5 - Variação da FEV com a variação do limite de corte da Empresa B

Limite Corte	FEV-1998	FEV-1999	FEV-2000	FEV-2001
1%	18,9%	16,7%	17,2%	15,1%
2%	14,8%	11,9%	12,3%	12,6%
3%	12,6%	9,5%	10,6%	10,7%
4%	10,8%	7,8%	9,1%	9,5%
5%	9,1%	6,7%	8,3%	9,0%
6%	7,9%	6,4%	7,7%	8,2%
7%	7,1%	5,8%	7,3%	6,8%
8%	6,3%	5,5%	6,7%	5,9%
9%	5,9%	5,1%	6,4%	5,5%
10%	5,7%	4,2%	6,1%	5,1%

Como foi citado anteriormente, com a Figura do FCITxFDT<sub>b</sub>, verifica-se que o valor da FEV não é proporcional à penalidade aplicada, pois o ano com maior FEV não é o ano com a maior penalidade, o qual é 2001, com 11,85 R\$/MWh. [Fig 30]

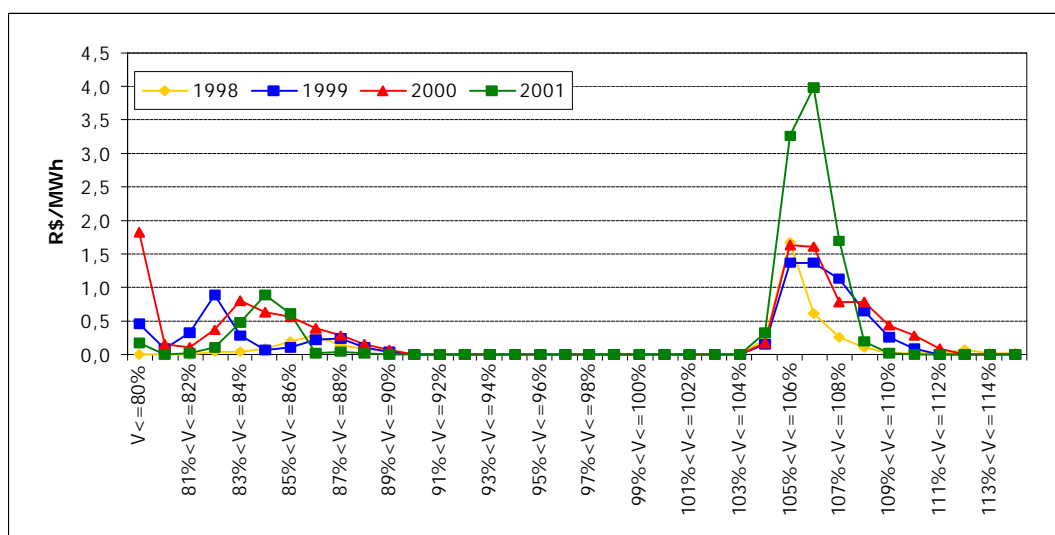


Figura 30 – FCITxFDT<sub>b</sub> de 1998 a 2001 da Empresa B

Analisando o resultado das penalidades, chegou-se a conclusão que as violações das tensões dos níveis superiores é a parte que mais contribui no montante final das mesmas, como em 2001, a participação da violação superior representa 80% e o mesmo se repete nos anos anteriores.[Fig. 31]

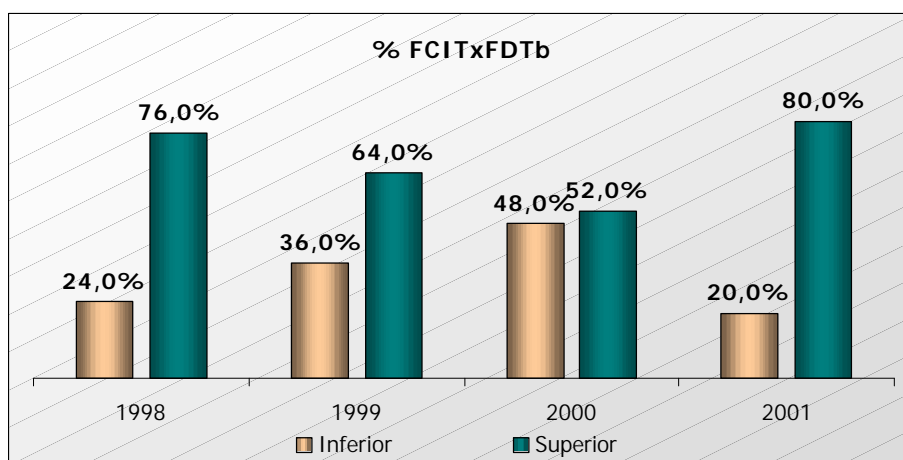


Figura 31 - % FCITxFDTb da Empresa B

A seguir apresentaremos a tabela 4.6 com as durações coletivas fora dos limites adequados obtidas através dos DIV's dos consumidores válidos e também dos consumidores que geraram FEV.

Tabela 4.6 – Duração Coletiva da Empresa B

Ano	Duração coletiva considerando todos os consumidores válidos	Duração coletiva considerando os consumidores que geram FEV (>1%)
1998	4,2%	10,9%
1999	2,8%	12,0%
2000	2,8%	15,0%
2001	2,9%	18,5%



Com a Figura 32 percebe-se que os níveis superiores de violação de tensão contribuíram com a maior parcela para a duração coletiva, onde analisamos todos os consumidores que geram FEV.

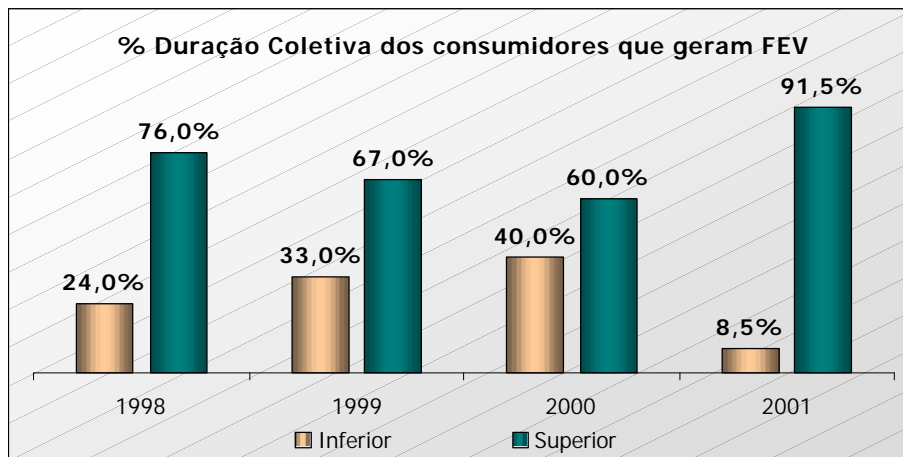


Figura 32 – Porcentagem da duração da violação da tensão dos consumidores que geram FEV da Empresa B

No ano de 2001, a parcela da duração coletiva na parte superior de violação, é a maior comparada aos anos seguintes, e uma outra particularidade é que, dos 113 consumidores que geram FEV no ano de 2001 somente um tem DIV superior e inferior, o restante tem somente DIV superior ou inferior.

As Figuras a seguir mostram os resultados individuais de duração e nível de violação, mas somente dos consumidores que geraram FEV (duração maior 1%)

## 4.2.1 Ano de 1998

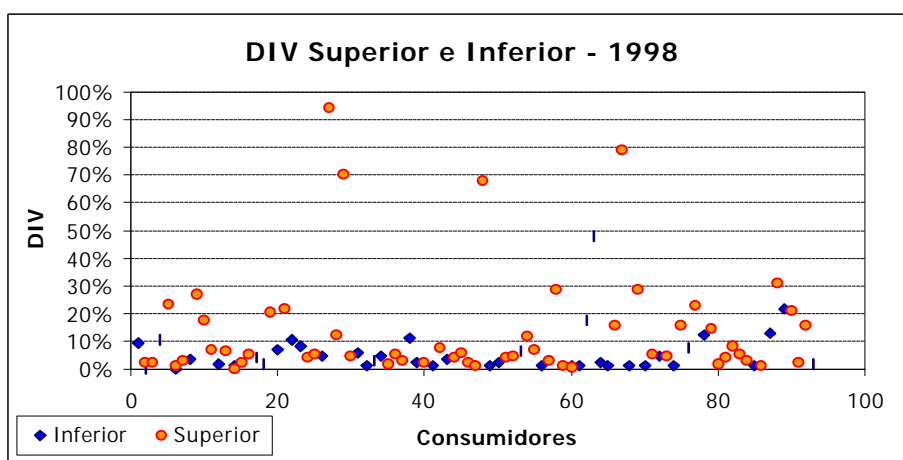


Figura 33 –DIV's dos consumidores que geraram FEV em 1998 da Empresa B

Em 1998 apenas 5 consumidores apresentaram DIV superior e inferior (de um total de 93), o restante apresentou apenas superior ou inferior e não tivemos nenhum consumidor com todas as medições fora dos limites adequados.[Fig. 33]

A contribuição para o DIV total é maior do DIV superior, como mostra as curvas de permanência da figura 34, onde 70% dos consumidores tem DIV global menor que 10%, dos 41 consumidores que apresentaram DIV inferior, 80 % dos mesmos tem DIV inferior menor que 10% e dos 56 consumidores que apresentaram DIV superior somente 55% tem duração inferior a 10% e 92 % tem duração maior que 50%.

Com a Figura 35 nota-se que as violações superiores estão menores que as inferiores, o mesmo pode ser comprovado com a Figura 36, onde 80% dos consumidores tem NIV menor que 0,1. Se analisarmos o NIV inferior e o NIV superior percebe-se que 80% dos NIV inferior estão abaixo de 0,1 e 80% dos NIV superior estão abaixo de 0,05.

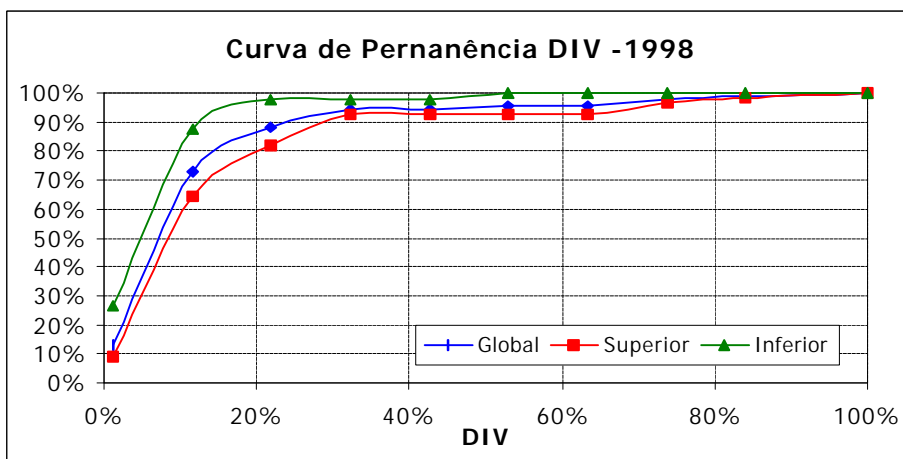


Figura 34 – Curva de permanência do DIV's em 1998 da Empresa B

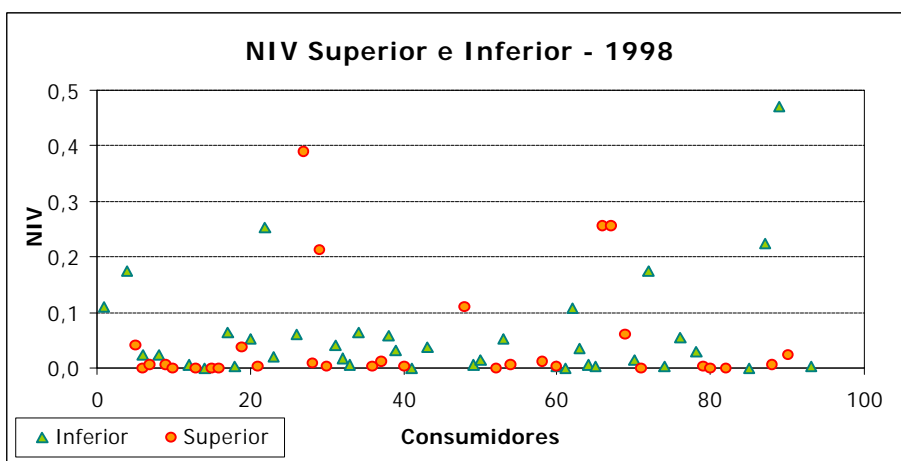


Figura 35 – NIV's dos consumidores que geram FEV em 1998 da Empresa B

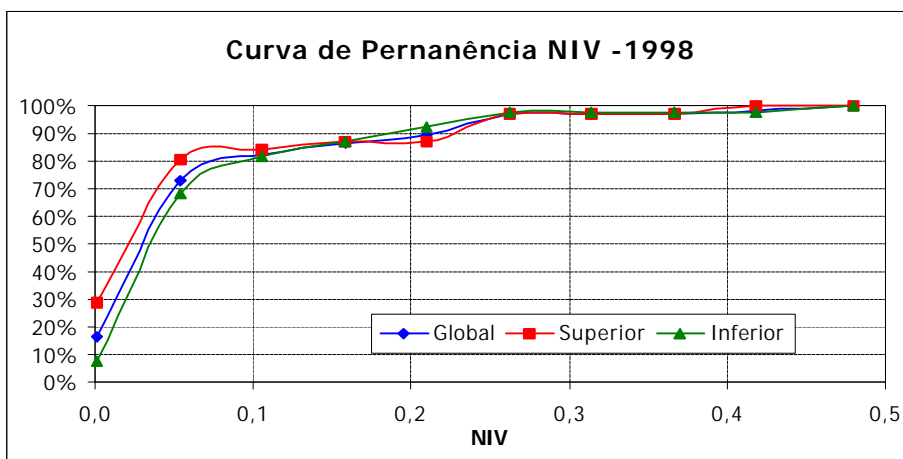


Figura 36 – Curva de permanência dos NIV's em 1998 da Empresa B

Com a Figura 37 percebe-se que a duração e o nível da violação não são proporcionais, pois para o consumidor com DIV de 21%, temos NIV de 0,48 e temos outros consumidores com este DIV, mais seus NIV's variam de 0 a 0,07. Foi o ano que apresentou a menor correlação

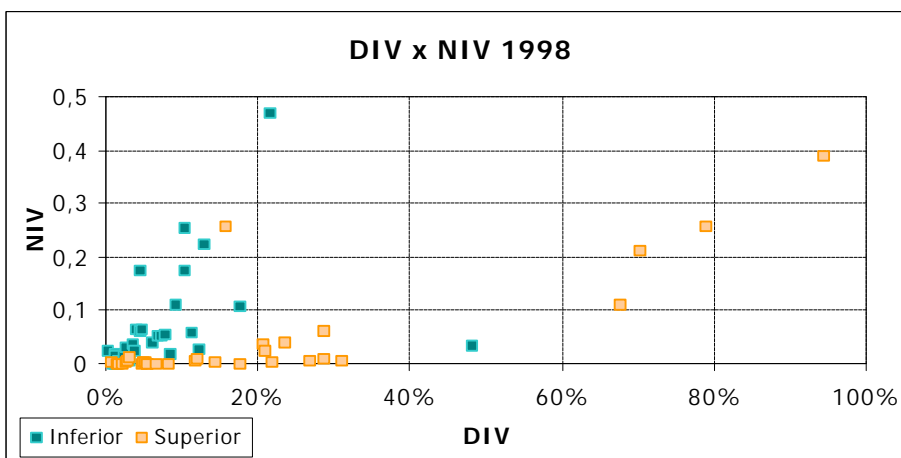


Figura 37 – Duração versus Nível da violação em 1998 da Empresa B

#### 4.2.2 Ano de 1999

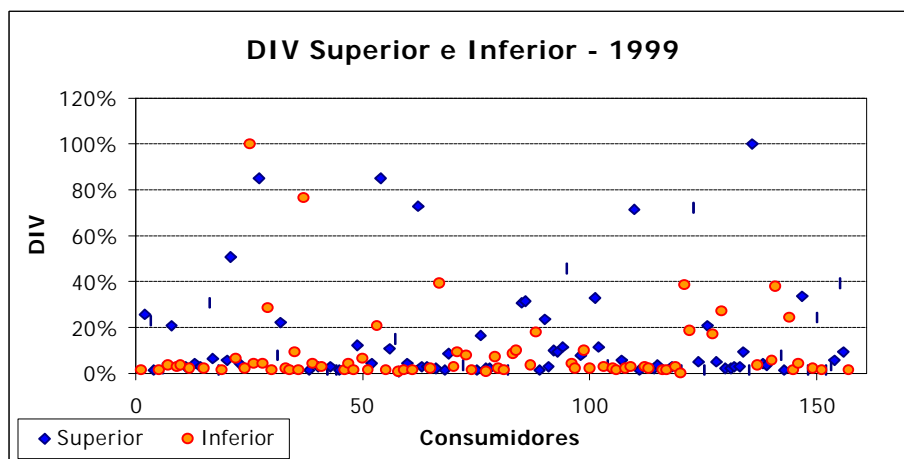


Figura 38 - DIV's dos consumidores que geraram FEV em 1999 da Empresa B

Analisando o ano de 1999 [Fig. 38] temos um número maior de consumidores afetados pois o ano inteiro foi analisado, quanto que em 1998 somente foram os 3º e 4º trimestre. E dos 960 consumidores válidos apenas 2 (dois) apresentaram as suas tensões fora dos limites adequados durante todo o tempo.

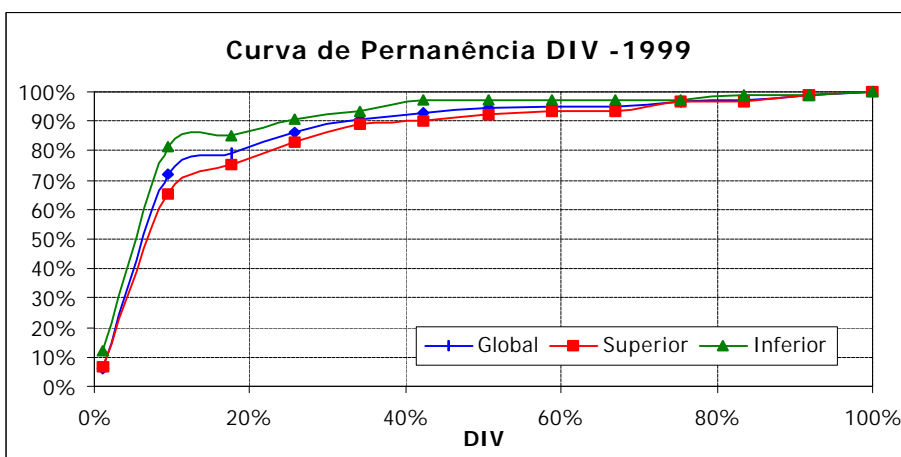


Figura 39 – Curva de permanência dos DIV's em 1999 da Empresa B

A figura 39 mostra as curvas de permanência do DIV superior, inferior e global. Com relação ao DIV global o ano de 1998 se assemelha ao de 1999, nota-se a diferença no DIV inferior pois em 98, 99% tinha o mesmo menor que 20%, mas em 99 somente 88% o tinha menor que 20%

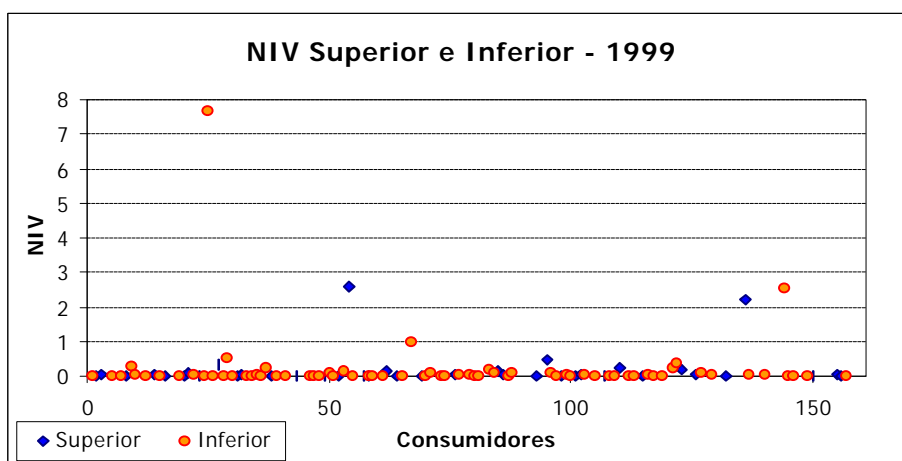


Figura 40– NIV dos consumidores que geraram FEV em 1999 da Empresa B

Alguns valores de NIV de 1999 são superiores a 1998, quase 15 vezes maiores, principalmente na faixa inferior, onde temos valores da ordem de 7,75. (o maior valor encontrado em 1998 foi de 0,48) [Fig. 40]

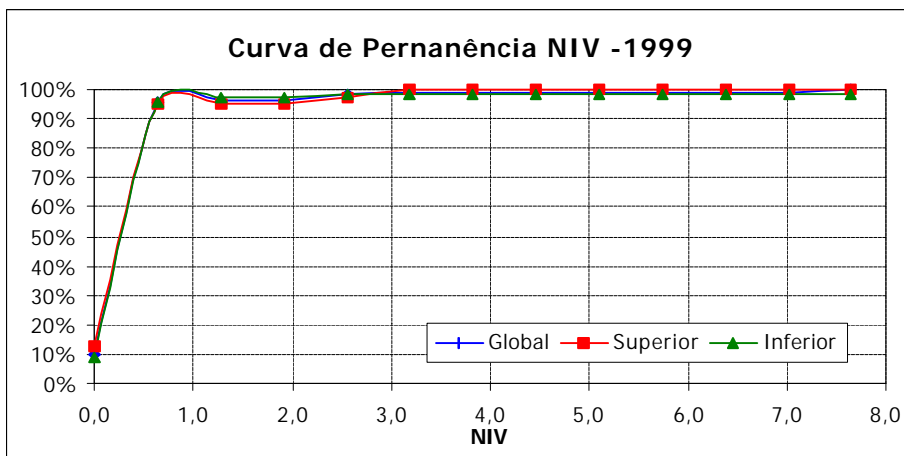


Figura 41 – Curva de permanência dos NIV's em 1999 da Empresa B

Em 1999 as transgressões superiores e inferiores se assemelham muito, onde podemos notar através da curva de permanência dos NIV's. Neste ano temos 80% dos consumidores com NIV menor que 0,5. [Fig 41]

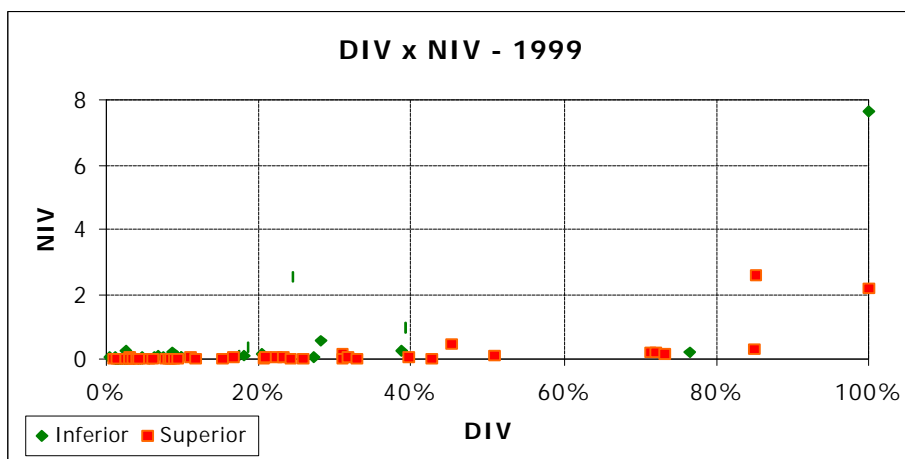


Figura 42 – Duração versus Nível de violação em 1999 da Empresa B

### 4.2.3 Ano de 2000

A duração fora dos limites adequados coletiva foi a maior que nos anos anteriores, em conseqüência os DIV's também aumentaram, resultando em um aumento também da penalidade.

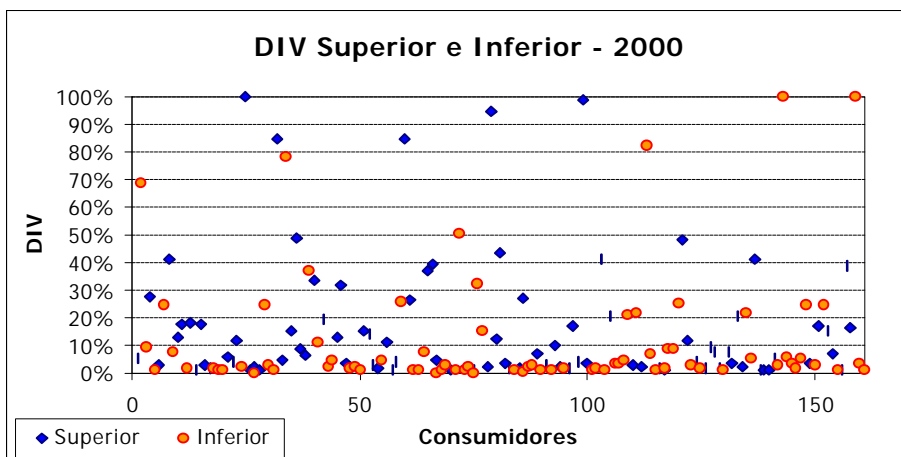


Figura 43 – DIV's dos consumidores que geraram FEV em 2000 da Empresa B

O comportamento dos consumidores que tiveram violações inferiores e superiores foram semelhantes, resultando em curvas parecidas, a diferença é que até a duração de 10%, totalizou-se 55% daqueles que tem DIV superior e 75% daqueles que tem DIV inferior. [Fig 44]

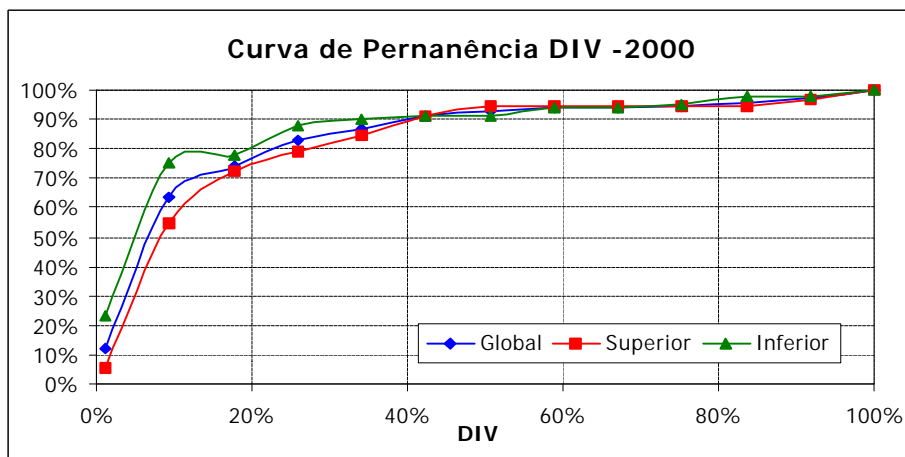


Figura 44 – Curva de Permanência dos DIV's em 2000 da Empresa B

Apesar das durações inferiores serem iguais ou menores na grande maioria que as durações superiores, os piores valores de NIV são os inferiores, chegando a mais que 10 (maior valor de NIV em todo o período). [Fig 45]

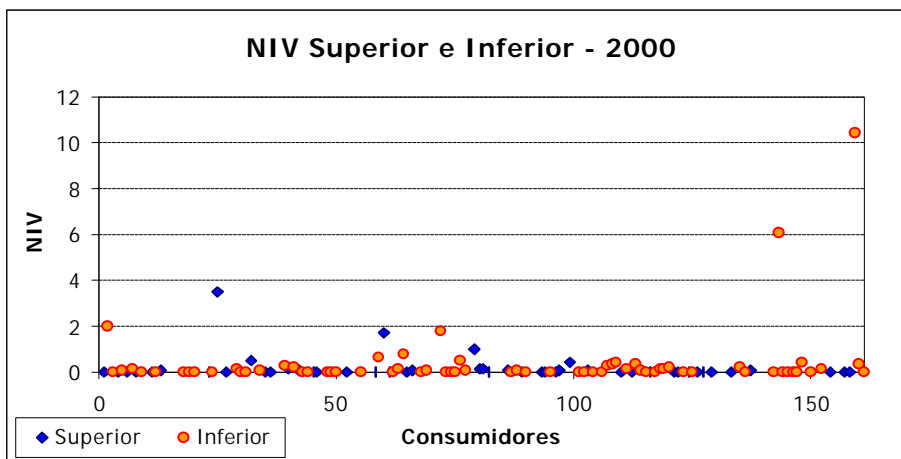


Figura 45 – NIV's dos consumidores que geraram FEV em 2000 da Empresa B

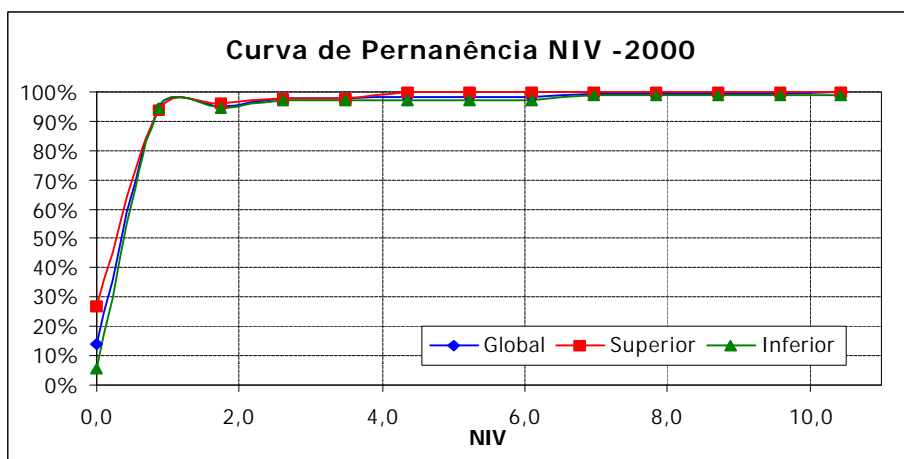


Figura 46 – Curva de Permanência dos NIV's em 2000 da Empresa B

Aqui percebemos também que os consumidores que apresentaram violações inferiores foram mais lesados que os que apresentaram violações superiores, principalmente se compararmos valores de NIV's com o mesmo DIV.[Fig 47]



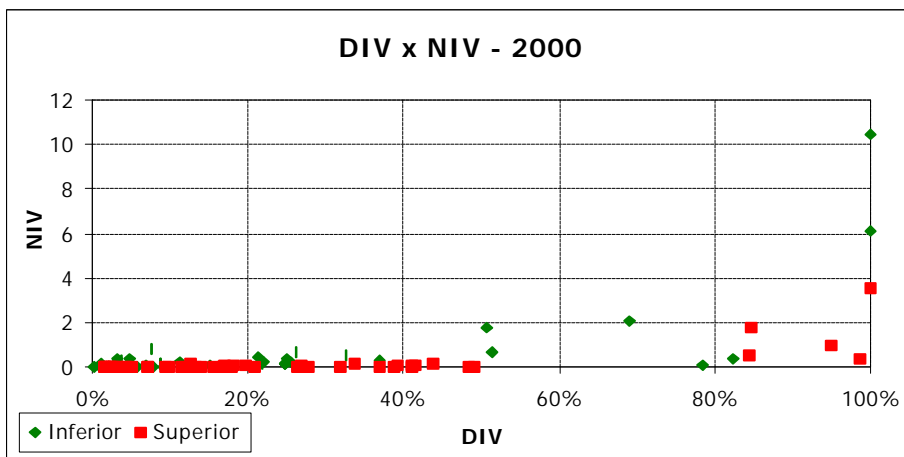


Figura 47 – NIV versus DIV em 2000 da Empresa B

#### 4.2.4 Ano de 2001

O ano de 2001, apesar de somente estar analisado os três primeiros trimestres percebemos que foi o que apresentou o melhor FEV e o pior FCITxFDTb. Isto resulta porque os números de consumidores que geraram FEV foi menor, mas foram mais violados que nos anos anteriores.

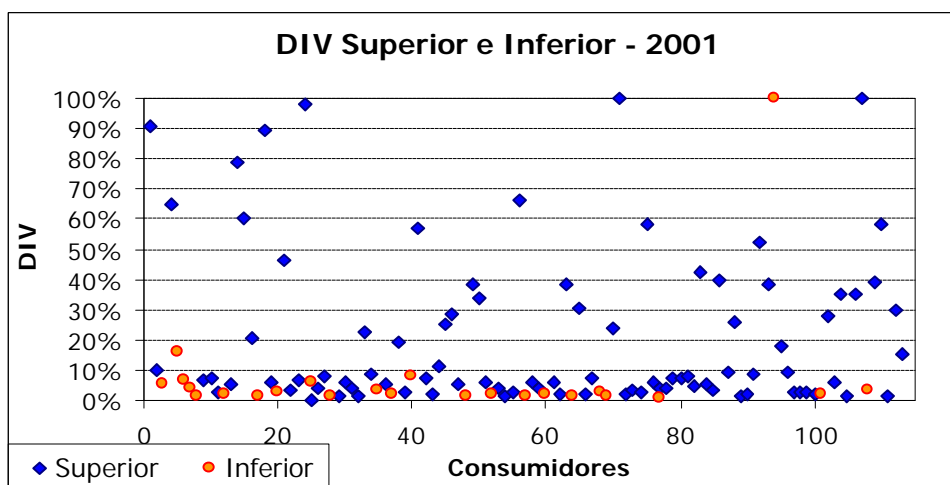


Figura 48 – DIV's dos consumidores que apresentaram FEV em 2001 da Empresa B



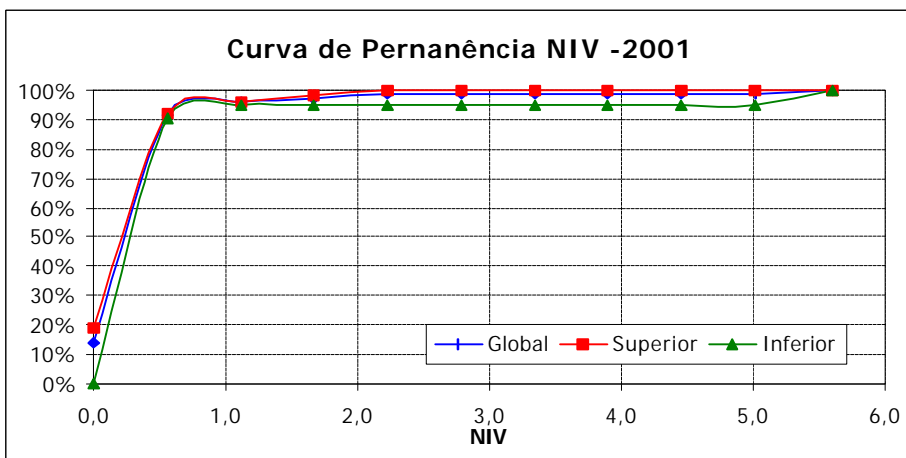


Figura 51 – Curva de permanência dos NIV's em 2001 da Empresa B

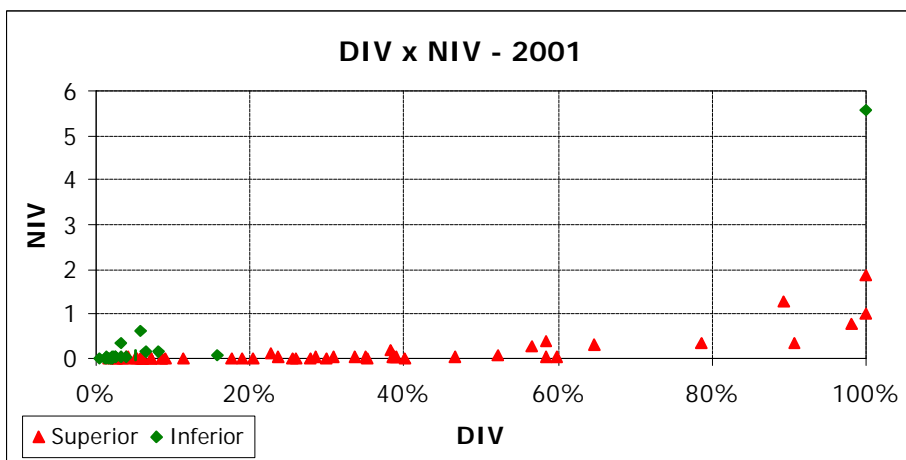


Figura 52 – NIV versus DIV em 2001 da Empresa B

### 4.3 Análise comparativa das Empresas A e B

Neste item é apresentada uma análise comparativa entre as empresas A e B.

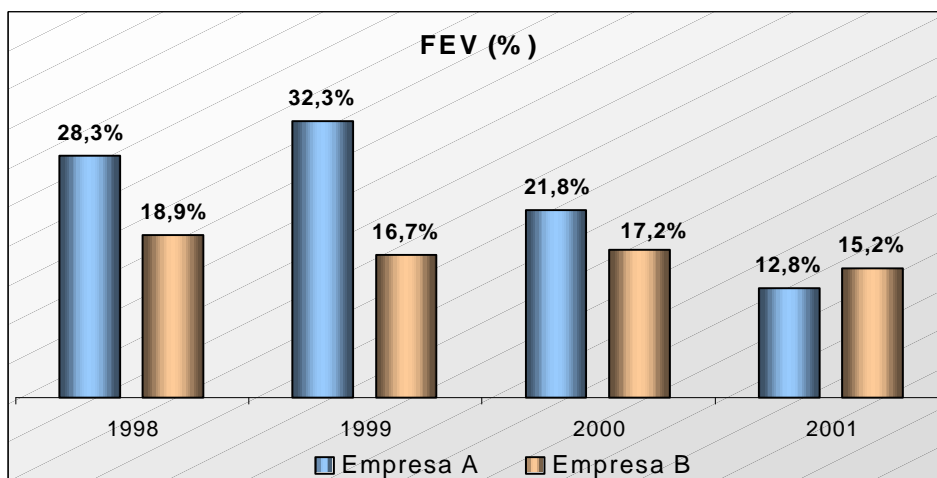


Figura 53 – FEV anual das empresas A e B

A empresa A nos três primeiros anos obteve FEV maior que a empresa B, mas o seu desempenho foi melhorando e no último ano o seu FEV foi menor que a empresa B. [Fig 53]

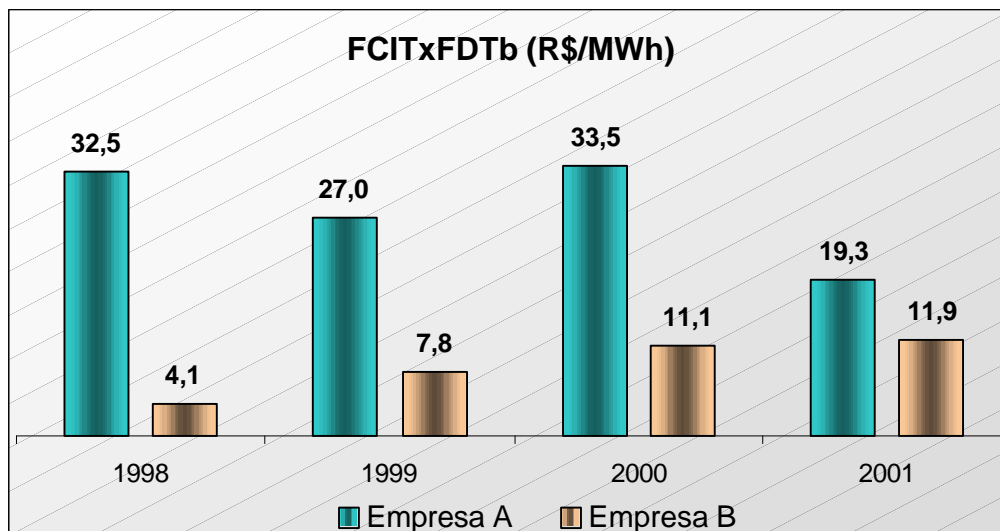


Figura 54 – FCITxFDTb anual das empresas A e B

Os valores do custo de interrupção na Empresa A foram maiores que a Empresa B, mas no final deste período a mesma conseguiu reduzir este custo, já a

empresa B aumentou em mais de 100% o seu custo de interrupção durante o período. [Fig. 54]

A figura 55 mostra o NEV equivalente das empresas, o mesmo foi obtido pela média dos NIV's dos consumidores.

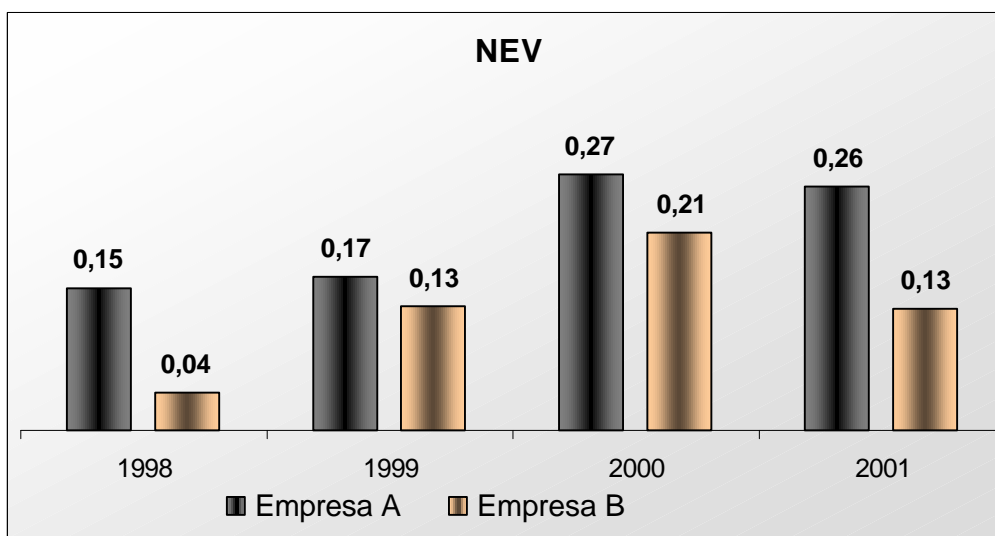


Figura 55 –Nível Equivalente Violação das Empresas A e B

Se analisarmos os anos de 1999 e 2000 percebemos que a Empresa A diminuiu o FEV, mas aumentou a FCITxFDTb, isto se explica se analisarmos o NEV, que também aumentou, pois o número de consumidores atingidos foi menor, mas os mesmos sofreram violações maiores.

E a empresa B teve seu FEV quase no mesmo patamar, mas a FCITxFDTb também aumentou e o seu NEV também.

## 4.4 Análise comparativa da FCITxFDTb com Resolução N° 505 da ANEEL

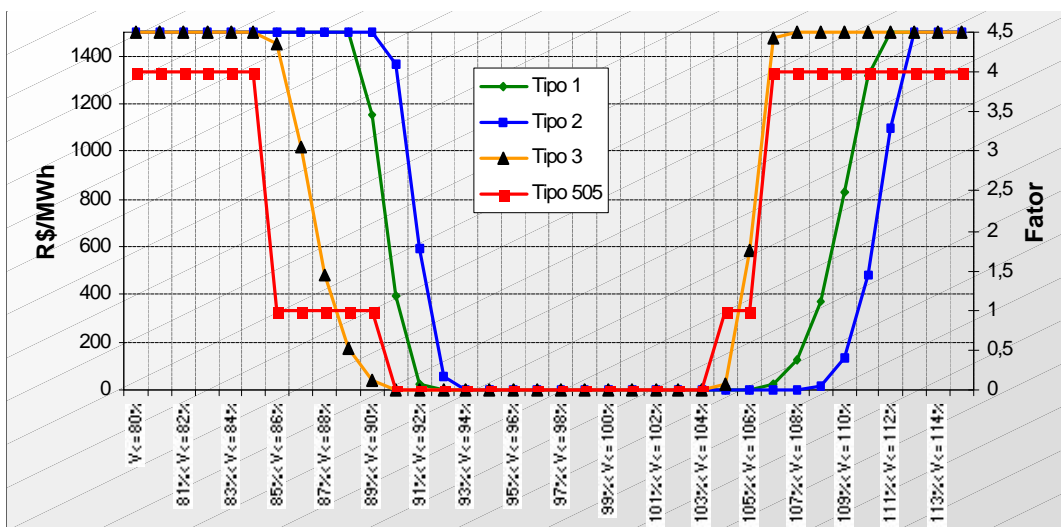


Figura 56 – Comparação FCIT com Fator (Resolução nº 505)

A figura 56 mostra quatro curvas, as Tipo 1, 2 e 3 são da FCIT que estão no contrato de concessão já discutidas no início deste capítulo. A curva Tipo 505 diz respeito a resolução nº 505 da ANEEL. Considerando o critério de penalização desta resolução, pois nesta comparação a duração nas faixas precárias é multiplicada por 1 e a duração nas faixas críticas é multiplicada por 4.

As curvas abaixo comparam os valores das penalidade aplicadas entre as duas propostas. Isto é, a penalidade que a empresa deverá pagar se for usado o contrato de concessão será o valor do FCITxFDTb multiplicado pelo consumo e se for usado a resolução, o fator deverá se multiplicado pela média aritmética do valor líquido das últimas três faturas (consumidor cativo).

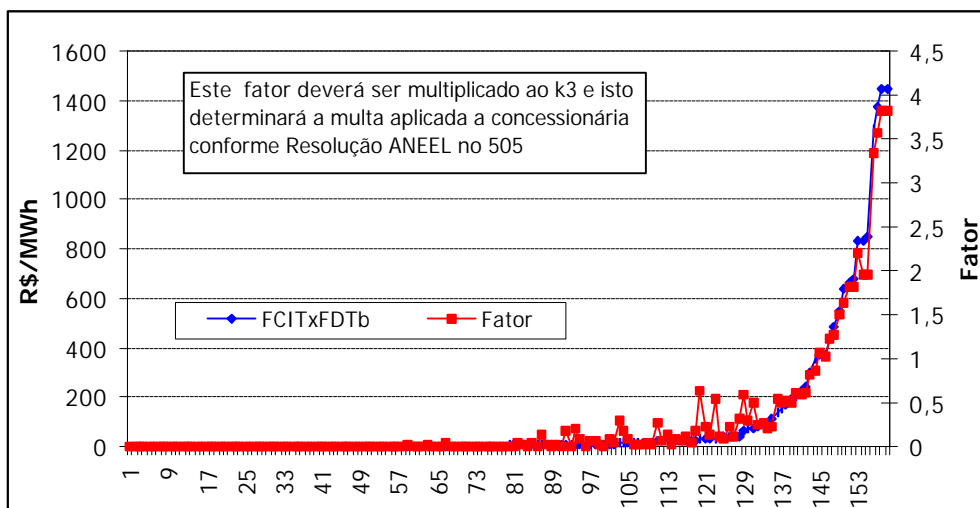


Figura 57 – Comparação da FCITxFDTb e Fator da Empresa A em 1998

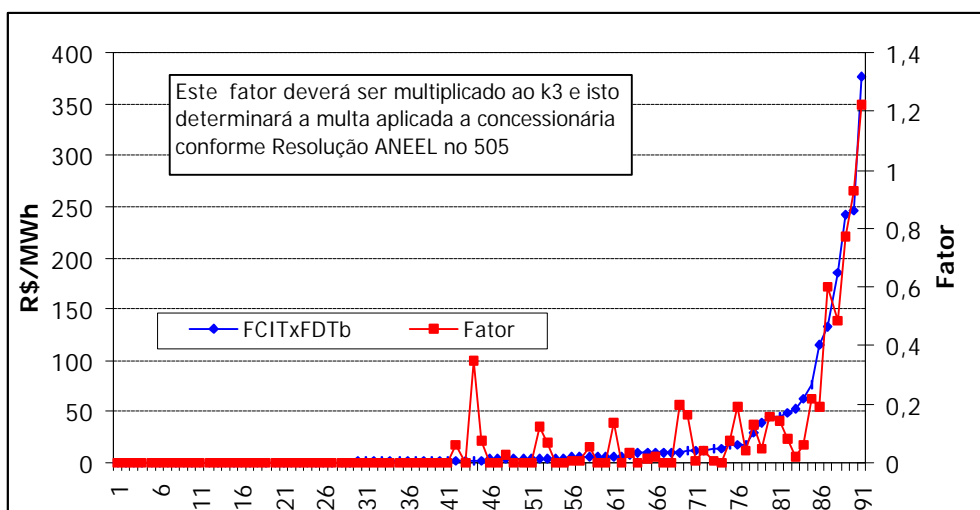


Figura 58 - Comparação da FCITxFDTb e Fator da Empresa B em 1998

Por exemplo, se pegarmos um ponto do gráfico 57 que se refere a Empresa A no ano de 1998, teremos um valor de 1350 R\$/MWh e um Fator de 3,8, e montando a seguinte tabela temos que:

Penalidade Contrato =  $1350 \times \text{consumo}$

Penalidade Resolução =  $3,8 \times \text{consumo} \times \text{tarifa média}$

Tarifa média = 0,30 R\$/KWh

Consumo (kWh)	Penalidade Contrato (R\$)	Penalidade Resolução (R\$)
100	135	115,5
200	270	231
300	405	346,5
400	540	462
500	675	577

E se pegarmos um ponto do gráfico 58, que se refere a Empresa B no ano de 1998, teremos um valor de 375 R\$/MWh e um Fator de 1,2, e montando a seguinte tabela, temos que:

Penalidade Contrato = 375 x consumo

Penalidade Resolução = 1,2 x consumo x tarifa média

Tarifa média = 0,30 R\$/KWh

Consumo (kWh)	Penalidade Contrato (R\$)	Penalidade Resolução (R\$)
100	37,5	36
200	75	72
300	112,5	108
400	150	144
500	187,5	180

Observa-se desta análise comparativa que o resultado das duas propostas são semelhantes, mas as penalidades aplicadas usando a FCIT como referência são mais severas.



## 5. CONCLUSÕES e SUGESTÕES

Esta dissertação mostrou alguns aspectos relacionados a qualidade da energia no Brasil, no que tange as mudanças na legislação e também a criação de outros índices para melhor monitorar esta qualidade.

Percebemos que estas mudanças não podem parar por aqui, por que existem outros fatores relativos à qualidade da tensão ou corrente, que não são explicitamente definidos na legislação atual.

Ao longo do desenvolvimento do trabalho pode-se chegar a algumas conclusões:

- O Brasil, na época da reestruturação do setor elétrico, percebeu que era necessário reformular a legislação sobre a qualidade do produto e serviço, a fim de adequar-se à nova realidade, onde as empresas devem ser mais competitivas. Isto é importante para definir claramente as obrigações e deveres de cada segmento. Dentro da legislação sobre a qualidade do produto é necessário agregar outros fenômenos para serem acompanhados, mas sabemos que alguns necessitam de equipamentos mais sofisticados para serem monitorados, então esperamos que o órgão regulador, agentes do setor elétrico e sociedade consigam dar continuidade a este assunto.
- Destaca-se também a criação dos índices individuais para um acompanhamento melhor da empresa dos seus pontos de distribuição que precisam ser melhorados e também com relação ao consumidor, que tem o direito de saber se tem a qualidade mínima que está pagando via tarifa, pois foi a que direta ou indiretamente contratou.

- Algumas experiências pioneiras como a dos contratos de concessão de São Paulo foram mantidas na Resolução N° 505 e outras alteradas. No que tange a conformidade de tensão, no contrato de concessão de São Paulo o indicador FEV engloba as faixas de limite precário e crítico, enquanto que o indicador ICC da resolução engloba apenas as faixas críticas. Quanto a penalidade determinada por ambas, existem diferenças quanto aos valores, mas tem uma mesma tendência e a resolução prevê que o indicador  $DRP_M$  deverá diminuir de 7% para 3% ao longo de 4 anos a partir de 2004. Assim as empresas terão um tempo determinado para se adequarem a esta nova realidade.
- Com relação aos resultados obtidos após a manipulação dos dados e obtenção dos índices das Empresas A e B, concluímos que a análise individual é extremamente importante, pois os indicadores coletivos podem encobrir a gravidade que mostra os indicadores individuais, isto é, o indicador coletivo pode ser pequeno, mas pode existir alguns consumidores que foram muito violados e quando se faz a média esta individualidade é escondida.
- O indicador FEV somente nos mostra qual parcela dos consumidores foi violada, mas não exprime a gravidade desta violação, por isso é importante o uso do NEV, pois a associação dos dois dará uma visão mais real da situação analisada em questão.
- Com relação às penalidades calculadas, tanto do contrato de concessão, quanto da Resolução 505, em alguns casos chega a altos valores merecendo atenção especial das concessionárias. Com este tipo de acompanhamento as concessionárias poderão detectar os seus pontos de atendimentos que estão com problemas e com isso melhorar, a fim de se evitar possíveis penalidades

- As violações de tensão superiores foram responsáveis pela maior parte da penalidade nas duas empresas. Isto mostra que as empresas precisam melhorar os seus estudos para adequar a rede de distribuição para evitar este fato. Pois muitas vezes equipamentos residenciais são danificados quando excedem seus limites máximos de tensão.

A Qualidade da Energia é um problema que envolve todos, órgão regulador empresas e consumidores, então é muito importante continuarmos discutindo estes assuntos técnicos e econômicos com relação a qualidade e sempre buscando soluções e novas tecnologias para implementarmos.

E a seguir apresentamos algumas sugestões de temas para dar continuidade a esta dissertação em futuros trabalhos :

1 - Comparar a situação do Brasil com relação a situação internacional, no que diz respeito dos limites de duração e frequência das interrupções e os limites de variações de tensão em regime permanente e verificar se a legislação no Brasil é mais conservativa ou se necessita de revisões ou ajustes.

2 - Verificar o impacto do montante das penalidades discutidas no capítulo 4 nas concessionárias ou seja se este pagamento , fosse realmente efetivado qual seria o impacto financeiro nas empresas de distribuição de energia, após estes pagamentos.

3 - As violações superiores, como comprovamos, foram responsáveis pela maior parte da violação. Seria interessante uma análise mais aprofundada deste fato, para que possíveis soluções sejam encontradas.

4 - Realizar estudos nas concessionárias de energia analisando as medições, e seus históricos de desempenho real e estimado verificando a possibilidade de melhorias nos processos de gerência de redes .

# BIBLIOGRAFIA

- [1] Paixão, Lindolfo Ernesto; Memórias do Projeto Re-Seb : A História da Concepção da Nova Ordem Institucional do Setor Elétrico Brasileiro.
- [2] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, Documento de Apoio A Resumo do Marco Regulatório Brasileiro.
- [3] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, Relatório de Progresso Nº 2.
- [4] Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, Relatório de Progresso Nº 1.
- [5] Lei Nº 8.987, de 13 de Fevereiro de 1995.
- [6] Lei Nº 9.074, de 7 de Julho de 1995.
- [7] Contrato de Concessão Nº 002/97 - Cemig - Área Norte.
- [8] Contrato de Concessão de Distribuição Nº 187/ 98 – Aneel.
- [9] NRS 048-2:1996; Electricity Supply – Quality Of Supply.
- [10] Inesc, Porto - Qualidade de Serviço, Caracterização da Situação e Recomendações – Janeiro de 1998.
- [11] Resolução Aneel Nº 024, de 27 de Janeiro de 2000.
- [12] Resolução Aneel Nº 318, de 6 de Outubro de 1998.
- [13] Qualidade em Energia Elétrica, [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br).
- [14] Resolução Aneel Nº 505, de 26 de Novembro de 2001.
- [15] ONS, Procedimentos de Rede, Módulo 2.

- [16] Resolução Aneel N° 520, de 17 de Setembro de 2002.
- [17] CSPE, Contrato de Concessão, Projeto Qualidade.
- [18] Qualidade de Energia Elétrica da Rede Básica, [www.ons.org.br](http://www.ons.org.br).
- [19] Council of European Energy Regulators (CEER), Quality of Electricity Supply: Initial Benchmarking on Actual Levels, Standards and Regulatory Strategies, Abril de 2001

# APÊNDICE A

## 1.A - São os padrões individuais contidos na Resolução nº 24, que entrará em vigor a partir de janeiro de 2003 [11].

Tabela A .1 - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora para Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento  $69\text{kV} \leq \text{Tensão} < 230 \text{ kV}$ .

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento $69\text{kV} \leq \text{Tensão} < 230 \text{ kV}$						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0 – 20	8	4	3	2	8	4	3
> 20 – 40	12	6	4	3	12	6	4
> 40	16	8	6	3	16	8	6

Tabela A .2 - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora para Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento  $1\text{kV} \leq \text{Tensão} < 69 \text{ kV}$

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Faixa de Tensão Elétrica de Atendimento $1\text{kV} \leq \text{Tensão} < 69 \text{ kV}$						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0-5	25	13	8	6	18	9	6
> 5-10	30	15	10	6	20	10	7
> 10-20	35	18	12	6	25	13	8
> 20-30	40	20	13	6	30	15	10
> 30-45	45	23	15	8	35	18	12
> 45-60	52	26	17	8	45	23	15
>60	64	26	21	10	56	23	19

*Tabela A .3 - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora localizada no perímetro urbano atendidas em tensão inferior a 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com carga instalada igual ou superior a 100 kVA*

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas no perímetro urbano atendidas em tensão inferior a 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com carga instalada igual ou superior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0-5	40	20	13	6	25	13	8
> 5-10	50	25	17	6	30	15	10
> 10-20	55	28	19	8	35	18	12
> 20-30	65	32	22	8	40	20	13
> 30-45	75	32	25	10	50	25	17
> 45-60	80	32	27	10	56	26	19
>60	80	32	27	12	64	26	22

*Tabela A .4 - - Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora localizada no perímetro urbano atendidas em tensão inferior a 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com carga instalada inferior a 100 kVA*

Faixa de Variação das Metas Anuais de Indicadores de Continuidade dos Conjuntos (DEC ou FEC)	Valores Limites de Continuidade por Unidade Consumidora						
	Unidades consumidoras localizadas no perímetro urbano atendidas em tensão inferior a 1 kV ou localizadas fora do perímetro urbano com carga instalada inferior a 100 kVA						
	DIC (horas)			DMIC (horas)	FIC (interrupções)		
	Anual	Trim.	Mensal		Anual	Trim.	Mensal
0-10	80	40	27	12	40	20	13
> 10-20	85	43	29	12	50	25	17
> 20-30	90	45	30	12	60	30	20
> 30-45	100	48	33	14	75	38	25
> 45-60	110	48	37	14	90	38	30
> 60-80	120	48	40	16	90	38	30
>80	120	48	40	18	96	38	32



Tabela A .5 - Distribuição dos pontos de controle da Rede Básica a partir do nível de tensão [18]

<b>Distribuição dos Pontos de Controle - Nível de Tensão</b>		
<b>Nível de Tensão</b>	<b>N.º Pontos</b>	<b>Percentual</b>
13,8 kV	115	16,50%
20 kV	20	2,90%
23 kV	19	2,70%
34,5 kV	33	4,70%
44 kV	1	0,10%
69 kV	124	17,80%
88 kV	45	6,50%
138 kV	143	20,50%
230 kV	75	10,80%
345 kV	25	3,60%
440 kV	15	2,20%
500 kV	66	9,50%
750 kV	3	0,40%
<b>TOTAL</b>	<b>697</b>	<b>100,00%</b>

Tabela A .6 - Distribuição dos Pontos de Controle por configuração de barras da Rede Básica [18]

<b>Distribuição dos Pontos de Controle - Configuração de Barra</b>		
<b>Configuração de Barra</b>	<b>Nº Pontos</b>	<b>Percentual</b>
Principal	197	28,70%
Dupla	198	28,90%
R. Linha	5	0,70%
Simples	88	12,80%
Anel	31	4,50%
Disjuntor e Meio	74	10,80%
Outros	88	12,80%
Tripla	5	0,70%
<b>TOTAL</b>	<b>686</b>	<b>100,00%</b>

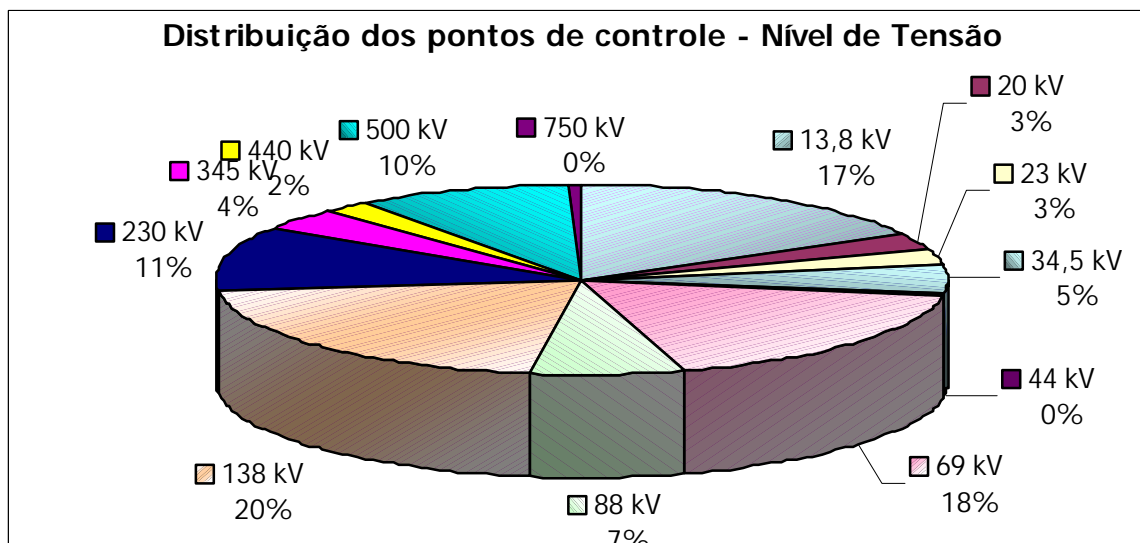


Figura A .1 - Distribuição dos pontos de controle da Rede Básica a partir do nível de tensão

Tabela A .7 – Padrões provisórios dos pontos de controle das regiões Sul e Sudeste [18].

Empresa	Nome do Ponto de Controle	Tensão	Conf. Barra	Estado	DIPC	FIPC
CEMIG	PC 230 kV ACESITA FII MG	230	Outras	MG	10	1
CEMIG	PC 13.8 kV BARBACENA 1 MG	13,8	Principal	MG	36	1
CEMIG	PC 138 kV BARBACENA 1 MG	138	Principal	MG	4	1
CEMIG	PC 138 kV BARREIRO 1 MG	138	Principal	MG	19	1
CEMIG	PC 13.8 kV CONSE. PENA 2 MG	13,8	Principal	MG	21	1
CEMIG	PC 69 kV C.PENA FI6 MG	69	Outras	MG	21	1
CEMIG	PC 13.8 kV EMBORCACAO 1 MG	13,8	Simples	MG	18	1
CEMIG	PC 138 kV EMBORCACAO 1 MG	138	Dupla	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV EMBORCACAO UG1 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV EMBORCACAO UG2 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV EMBORCACAO UG3 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV EMBORCACAO UG4 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 13.8kV GOV.VALADARES 1 MG	13,8	Principal	MG	90	1
CEMIG	PC 34.5kV GOV.VALADARES 1 MG	34,5	Simples	MG	5	1
CEMIG	PC 69 kV GOV.VALADARES 1 MG	69	Principal	MG	7	1
CEMIG	PC 138 kV GOV.VALADARES 1 MG	138	Dupla	MG	5	1
CEMIG	PC 230 kV GUILMA AMORIN 1 MG	230	Dupla	MG	15	1
CEMIG	PC 230 kV GUILMA AMORIN 2 MG	230	Dupla	MG	15	1
CEMIG	PC 13.8 kV IPATINGA 1 MG	13,8	Principal	MG	199	1
CEMIG	PC 138 kV IPATINGA 1 MG	138	Principal	MG	4	2
CEMIG	PC 161 kV IPATINGA 1 MG	161	Principal	MG	1	1
CEMIG	PC 13.8 kV ITABIRA 1 MG	13,8	Principal	MG	23	1
CEMIG	PC 69 kV ITABIRA 1 MG	69	Principal	MG	4	1
CEMIG	PC 230 kV ITABIRA 1 MG	230	Principal	MG	4	1
CEMIG	PC 138 kV ITUTINGA-SE 1 MG	138	Dupla	MG	13	1

CEMIG	PC 138 kV JAGUARA-US 1 MG	138	Principal	MG	4	1
CEMIG	PC 345 kV JAGUARA-SE 1 MG	345	Dupla	MG	2	1
CEMIG	PC 345 kV JAGUARA-SE 2 MG	345	Dupla	MG	2	1
CEMIG	PC 230 kV J. MONLEVADE 2 1 MG	230	Simples	MG	10	1
CEMIG	PC 230 kV J. MONLEVADE 2 2 MG	230	Simples	MG	10	1
CEMIG	PC 23 kV JUIZ DE FORA 1 MG	23	Principal	MG	42	1
CEMIG	PC 138 kV JUIZ DE FORA 12 MG	138	Principal	MG	42	1
CEMIG	PC 138 kV JUIZ DE FORA 113 MG	138	Principal	MG	42	1
CEMIG	PC 138 kV JUIZ DE FORA 115 MG	138	Principal	MG	42	1
CEMIG	PC 13.8 kV LAFAIETE 1 MG	13,8	Principal	MG	4	1
CEMIG	PC 69 kV LAFAIETE FI6 MG	69	Outras	MG	21	1
CEMIG	PC 138 kV LAFAIETE 1 MG	138	Principal	MG	4	1
CEMIG	PC 13.8 kV MONTES CLAROS 1 MG	13,8	Principal	MG	20	1
CEMIG	PC 138 kV MONTES CLAROS 1 MG	138	Dupla (2)	MG	140	1
CEMIG	PC 13.8 kV NEVES 1 MG	13,8	Principal	MG	20	1
CEMIG	PC 138 kV NEVES 1 MG	138	Dupla	MG	1	1
CEMIG	PC 138 kV NEVES 2 MG	138	Dupla	MG	1	1
CEMIG	PC 230 kV NOVA ERA 2 1 MG	230	Simples	MG	10	1
CEMIG	PC 500 kV NOVA PONTE UG1 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV NOVA PONTE UG2 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV NOVA PONTE UG3 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 138 kV OURO PRETO2 1 MG	138	Dupla (2)	MG	5	1
CEMIG	PC 138 kV PIMENTA/ARCOS C1 MG	138	Anel	MG	2	1
CEMIG	PC 138 kV PIMENTA/ARCOS C2 MG	138	Anel	MG	2	1
CEMIG	PC 138 kV S. G. DO PARA 1 MG	138	Dupla (2)	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV SAO SIMAO-SE UG1 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV SAO SIMAO-SE UG2 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV SAO SIMAO-SE UG3 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV SAO SIMAO-SE UG4 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV SAO SIMAO-SE UG5 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 500 kV SAO SIMAO-SE UG6 MG	500	D. Meio	MG	5	1
CEMIG	PC 138 kV TAQUARIL 1 MG	138	Dupla	MG	1	1
CEMIG	PC 138 kV TAQUARIL 2 MG	138	Dupla	MG	1	1
CEMIG	PC 13.8 kV TIMOTEO 1 MG	13,8	Principal	MG	20	1
CEMIG	PC 13.8 kV TRES MARIAS 1 MG	13,8	Principal	MG	31	1
CEMIG	PC 138 kV TRES MARIAS 1 MG	138	Principal	MG	31	1
CEMIG	PC 300 kV TRES MARIAS 1 MG	300	Principal	MG	19	1
CEMIG	PC 230 kV USIMINAS FIA MG	230	Outras	MG	153	1
CEMIG	PC 230 kV USIMINAS FIB MG	230	Outras	MG	754	1
CEMIG	PC 13.8 kV VARZEA PALMA 1 MG	13,8	Principal	MG	20	1
CEMIG	PC 138 kV VARZEA PALMA 1 MG	138	Principal	MG	136	1
CEMIG	PC 345 kV VOLTA GRANDE 1 MG	345	Dupla	MG	2	1
CEMIG	PC 345 kV VOLTA GRANDE 2 MG	345	Dupla	MG	2	1
CTEEP	PC 13.8 kV AGUA VERMALHA P SP	13,8	Principal	SP	2108	7
CTEEP	PC 138 kV AGUA VERMALHA 1 SP	138	Dupla	SP	1308	5
CTEEP	PC 440 kV AGUA VERMALHA UG1 SP	440	D. Meio	SP	275	1
CTEEP	PC 440 kV AGUA VERMALHA UG3 SP	440	D. Meio	SP	275	1
CTEEP	PC 440 kV AGUA VERMALHA UG5 SP	440	D. Meio	SP	275	1
CTEEP	PC 138 kV ARARAQUARA 1 SP	138	Dupla	SP	54	1
CTEEP	PC 88 kV ASSIS 1 SP	88	Dupla	SP	767	2
CTEEP	PC 138 kV BAURU 1 SP	138	Dupla	SP	12027	11
CTEEP	PC 88 kV BOM JARDIM 1 SP	88	Dupla	SP	324	2
CTEEP	PC 138 kV BOM JARDIM 1 SP	138	Dupla	SP	2386	9

CTEEP	PC 88 kV BOTUCATU 1 SP	88	Simples	SP	230	3
CTEEP	PC 138 kV BOTUCATU 1 SP	138	Simples	SP	227	2
CTEEP	PC 13.8kV CABREUVA 1 SP	13,8	Principal	SP	758	2
CTEEP	PC 138 kV CABREUVA 1 SP	138	Dupla	SP	5480	12
CTEEP	PC 230 kV CABREUVA 1 SP	230	Dupla	SP	51	1
CTEEP	PC 13.8kV CAPAO BONITO 11 SP	13,8	Simples	SP	652	1
CTEEP	PC 138 kV CAPAO BONITO P SP	138	Principal	SP	2634	5
CTEEP	PC 13.8kV CAPIVARA 1 SP	13,8	Simples	SP	6749	5
CTEEP	PC 138 kV CAPIVARA 1 SP	138	Dupla	SP	2163	6
CTEEP	PC 440 kV CAPIVARA 1 SP	440	Dupla	SP	5	1
CTEEP	PC 13.8kV CHAVANTES 11 SP	13,8	Simples	SP	140	1
CTEEP	PC 88 kV CHAVANTES 1 SP	88	Dupla	SP	25	1
CTEEP	PC 230 kV CHAVANTES 1 SP	230	Dupla	SP	23	1
CTEEP	PC 13.8kV EMBU GUACU 1 SP	13,8	Principal	SP	811	3
CTEEP	PC 138 kV EMBU GUACU 1 SP	138	Dupla	SP	51	1
CTEEP	PC 440 kV ILHA SOLTEIRA 1 SP	440	Tripla	SP	5	1
CTEEP	PC 440 kV ILHA SOLTEIRA 2 SP	440	Tripla	SP	5	1
CTEEP	PC 440 kV ILHA SOLTEIRA 3 SP	440	Tripla	SP	5	1
CTEEP	PC 13.8kV JUPIA 1 SP	13,8	Simples	SP	4214	7
CTEEP	PC 138 kV JUPIA 2 SP	138	Dupla	SP	38	1
CTEEP	PC 138 kV JUPIA 1 SP	138	Dupla	SP	38	1
CTEEP	PC 440 kV JUPIA 1 SP	440	Dupla	SP	5	1
CTEEP	PC 440 kV JUPIA 2 SP	440	Dupla	SP	5	1
CTEEP	PC 138 kV JURUMIRIM 11 SP	138	Simples	SP	404	2
CTEEP	PC 138 kV JURUMIRIM 12 SP	138	Simples	SP	404	2
CTEEP	PC 230 kV JURUMIRIM P SP	230	Principal	SP	87	1
CTEEP	PC 138 kV MOGI MIRIM 3 1 SP	138	Dupla (1)	SP	73	1
CTEEP	PC 138 kV RIBEIRAOPRETO 1 SP	138	Dupla (1)	SP	95	1
CTEEP	PC 88 kV SALTO GRANDE 1 SP	88	Dupla (1)	SP	3510	8
CTEEP	PC 138 kV SANTA BARBARA 1 SP	138	Dupla (1)	SP	85	1
CTEEP	PC 138 kV SANTO ANGELO 1 SP	138	Dupla (1)	SP	71	1
CTEEP	PC 138 kV SUMARE 1 SP	138	Dupla (1)	SP	1972	9
CTEEP	PC 13.8kV TAQUARUCU 0 SP	13,8	Principal	SP	470	5
CTEEP	PC 138 kV TAQUARUCU 1 SP	138	Dupla (1)	SP	1885	7
CTEEP	PC 440 kV TAQUARUCU 1 SP	440	Dupla (1)	SP	5	1
CTEEP	PC 138 kV TAUBATE 1 SP	138	Dupla (1)	SP	51	1
CTEEP	PC 138 kV TRES IRMAOS 1 SP	138	Dupla (1)	SP	13001	12
CTEEP	PC 440 kV TRES IRMAOS UG1 SP	440	D. Meio	SP	5	1
CTEEP	PC 440 kV TRES IRMAOS UG2 SP	440	D. Meio	SP	5	1
CTEEP	PC 440 kV TRES IRMAOS UG3 SP	440	D. Meio	SP	5	1
CTEEP	PC 440 kV TRES IRMAOS UG4 SP	440	D. Meio	SP	5	1
CTEEP	PC 440 kV TRES IRMAOS UG5 SP	440	D. Meio	SP	5	1
EPTE	PC 230 kV AÇOS VILLARES C-1 LT MOGI/MOGI(FURNAS) C-1 SP	230	R. Linha	SP	2	1
EPTE	PC 88 kV APARECIDA 1 SP	88	Dupla	SP	3	1
EPTE	PC 88 kV APARECIDA 2 SP	88	Dupla	SP	3	1
EPTE	PC 345 kV BAIXADA SANTISTA 3 SP	345	Dupla	SP	2	1
EPTE	PC 345 kV BAIXADA SANTISTA 4 SP	345	Dupla	SP	2	1
EPTE	PC 88 kV B. SANTISTA 5 SP	88	Dupla	SP	20	1
EPTE	PC 88 kV B. SANTISTA 6 SP	88	Dupla	SP	20	1
EPTE	PC 138 kV B. SANTISTA 17 SP	138	Simples	SP	55	2
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 10 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 11 SP	34,5	Dupla	SP	1	1

EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 12 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 2 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 3 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 4 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 5 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 6 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 7 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 8 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 9 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 34.5 kV BANDEIRANTES 1 SP	34,5	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV BANDEIRANTES 3 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV BANDEIRANTES 4 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO I SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO J SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO C SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO D SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO A SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO B SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO G SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO H SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO L SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO M SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO E SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV CENTRO F SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV CENTRO 3 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV CENTRO 4 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV EDGARD SOUZA 3 SP	88	Dupla	SP	2	1
EPTE	PC 88 kV EDGARD SOUZA 4 SP	88	Dupla	SP	2	1
EPTE	PC 230 kV HENRY BORDEN FI SP	230	Outras	SP	10	1
EPTE	PC 88 kV LESTE 3 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV LESTE 4 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV MIGUEL REALE 5A SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV MIGUEL REALE 5B SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV MIGUEL REALE 6A SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV MIGUEL REALE 6B SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV MIGUEL REALE 8A SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV MIGUEL REALE 8B SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV MIGUEL REALE 9A SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 20 kV MIGUEL REALE 9B SP	20	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV M. FORNASARO 4 SP	88	Dupla	SP	2	1
EPTE	PC 88 kV M. FORNASARO 3 SP	88	Dupla	SP	2	1
EPTE	PC 88 kV MOGI 1 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV MOGI 2 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV NORDESTE 4 SP	88	Dupla	SP	4	1
EPTE	PC 88 kV NORDESTE 5 SP	88	Dupla	SP	4	1
EPTE	PC 88 kV NORDESTE 6 SP	88	Dupla	SP	4	1
EPTE	PC 88 kV NORDESTE 3 SP	88	Dupla	SP	4	1
EPTE	PC 88 kV NORTE 3 SP	88	Dupla	SP	2	1
EPTE	PC 88 kV NORTE 4 SP	88	Dupla	SP	2	1
EPTE	PC 88 kV OESTE 3 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV OESTE 4 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV PIRATININGA 1 SP	88	Dupla	SP	5	1
EPTE	PC 88 kV PIRATININGA 2 SP	88	Dupla	SP	5	1

EPTE	PC 230 kV PIRATININGA 3 SP	230	Dupla	SP	193	1
EPTE	PC 230 kV PIRATININGA 4 SP	230	Dupla	SP	193	1
EPTE	PC 88 kV PIRITUBA 1 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV PIRITUBA 2 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV PIRITUBA I SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV PIRITUBA S SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV RAM REBERT F 3 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV RAM REBERT F 4 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV SANTA CABECA 3 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV SANTA CABECA 4 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV S.JOSE CAMPOS 3 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV S.JOSE CAMPOS 4 SP	88	Dupla	SP	1	1
EPTE	PC 88 kV SUL 3 SP	88	Dupla	SP	4	1
EPTE	PC 88 kV SUL 4 SP	88	Dupla	SP	4	1
EPTE	PC 88 kV SUL 5 SP	88	Dupla	SP	4	1
EPTE	PC 88 kV SUL 6 SP	88	Dupla	SP	4	1
ESCELSA	PC 138 kV MASCARENHAS P ES	138	Principal	ES	1954	10
FURNAS	PC 138 kV ADRIANOPOLIS O1 RJ	138	Principal	RJ	4	1
FURNAS	PC 13.8 kV ANGRA 1 RJ	13,8	Dupla	RJ	18	1
FURNAS	PC 13.8 kV ANGRA 2 RJ	13,8	Dupla	RJ	18	1
FURNAS	PC 138 kV ANGRA O RJ	138	Principal	RJ	4	1
FURNAS	PC 500 kV ANGRA UG1 RJ	500	Anel	RJ	5	1
FURNAS	PC 500 kV ANGRA UG2 RJ	500	Anel	RJ	5	1
FURNAS	PC 138 kV C. PAULISTA A SP	138	Dupla	SP	1	1
FURNAS	PC 138 kV C. PAULISTA B SP	138	Dupla	SP	1	1
FURNAS	PC 138 kV CAMPINAS FI1 SP	138	Outras	SP	58	1
FURNAS	PC 138 kV CAMPOS 1 RJ	138	Principal	RJ	4	1
FURNAS	PC 138 kV CAMPOS 2 RJ	138	Principal	RJ	4	1
FURNAS	PC 138 kV FURNAS 1 MG	138	Simples	MG	55	2
FURNAS	PC 345 kV FURNAS A MG	345	Dupla	MG	3	1
FURNAS	PC 345 kV FURNAS B MG	345	Dupla	MG	3	1
FURNAS	PC 345 kV FURNAS C MG	345	Dupla	MG	3	1
FURNAS	PC 138 kV GRAJAU A2 RJ	138	Dupla	RJ	13	1
FURNAS	PC 138 kV GRAJAU B2 RJ	138	Dupla	RJ	13	1
FURNAS	PC 138 kV GRAJAU B1 RJ	138	Dupla	RJ	13	1
FURNAS	PC 138 kV GRAJAU A1 RJ	138	Dupla	RJ	13	1
FURNAS	PC 345 kV IBIUNA CV1 SP	345	D. Meio	SP	1	1
FURNAS	PC 345 kV IBIUNA CV2 SP	345	D. Meio	SP	1	1
FURNAS	PC 345 kV IBIUNA CV3 SP	345	D. Meio	SP	1	1
FURNAS	PC 345 kV IBIUNA CV4 SP	345	D. Meio	SP	1	1
FURNAS	PC 345 kV IBIUNA CV6 SP	345	D. Meio	SP	1	1
FURNAS	PC 345 kV IBIUNA CV7 SP	345	D. Meio	SP	1	1
FURNAS	PC 345 kV IBIUNA CV5 SP	345	D. Meio	SP	1	1
FURNAS	PC 500 kV ITUMBIARA UG1 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV ITUMBIARA UG2 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV ITUMBIARA UG3 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV ITUMBIARA UG4 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV ITUMBIARA UG5 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV ITUMBIARA UG6 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 138 kV JACAREPAGUA A RJ	138	Dupla	RJ	4	1
FURNAS	PC 138 kV JACAREPAGUA B RJ	138	Dupla	RJ	4	1
FURNAS	PC 345 kV L.C.BARRETO A SP	345	Dupla	SP	2	1
FURNAS	PC 345 kV L.C.BARRETO B SP	345	Dupla	SP	2	1

FURNAS	PC 345 kV L.C.BARRETO C SP	345	Dupla	SP	2	1
FURNAS	PC 500 kV MARIMBONDO UG1 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV MARIMBONDO UG2 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV MARIMBONDO UG3 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV MARIMBONDO UG4 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV MARIMBONDO UG5 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV MARIMBONDO UG6 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV MARIMBONDO UG7 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 500 kV MARIMBONDO UG8 MG	500	Anel	MG	5	1
FURNAS	PC 13.8 kV M. MORAES 1 MG	13,8	Simples	MG	18	1
FURNAS	PC 138 kV M. MORAES O MG	138	Dupla	MG	57	1
FURNAS	PC 345 kV M. MORAES UG5 MG	345	D. Meio	MG	11	1
FURNAS	PC 345 kV M. MORAES UG8 MG	345	D. Meio	MG	11	1
FURNAS	PC 138 kV POCOS CALDAS O MG	138	Principal	MG	4	1
FURNAS	PC 13.8 kV P. COLOMBIA 1 MG	13,8	Simples	MG	18	1
FURNAS	PC 138 kV P. COLOMBIA A MG	138	Dupla	MG	1	1
FURNAS	PC 138 kV P. COLOMBIA B MG	138	Dupla	MG	1	1
FURNAS	PC 138 kV SAO JOSE A RJ	138	Dupla	RJ	5	1
FURNAS	PC 138 kV SAO JOSE B RJ	138	Dupla	RJ	5	1
FURNAS	PC 138 kV VITORIA FI1 ES	138	Outras	ES	194	1
LIGHT	PC 138 kV NILO PECANHA P RJ	138	Principal	RJ	321	1
LIGHT	PC 138 kV NILO PECANHA R RJ	138	Principal	RJ	321	1
CEEE	PC 69 kV ALEGRETE 2 A RS	69	Simples	RS	909	5
CEEE	PC 230 kV ALEGRETE 2 P RS	230	Principal	RS	15	1
CEEE	PC 13.8 kV BAGE 2 P RS	13,8	Principal	RS	707	6
CEEE	PC 23 kV BAGE 2 P RS	23	Principal	RS	780	7
CEEE	PC 69 kV BAGE 2 P RS	69	Principal	RS	480	4
CEEE	PC 23 kV CAMAQUA A RS	23	Simples	RS	153	4
CEEE	PC 69 kV CAMAQUA A RS	69	Simples	RS	152	3
CEEE	PC 23 kV CAMPO BOM P RS	23	Principal	RS	278	7
CEEE	PC 69 kV CAMPO BOM A2 RS	69	Simples	RS	307	4
CEEE	PC 69 kV CAMPO BOM A1 RS	69	Simples	RS	2451	7
CEEE	PC 23 kV CANOAS 1 P RS	23	Principal	RS	212	3
CEEE	PC 13.8 kV CAXIAS 2 P RS	13,8	Principal	RS	2239	10
CEEE	PC 69 kV CAXIAS 2 P RS	69	Principal	RS	1186	8
CEEE	PC 13.8 kV CAXIAS 5 P RS	13,8	Principal	RS	632	5
CEEE	PC 23 kV C.INDUSTRIAL P1 RS	23	Principal	RS	12	1
CEEE	PC 23 kV C.INDUSTRIAL P2 RS	23	Principal	RS	12	1
CEEE	PC 138 kV C.INDUSTRIAL P RS	138	Principal	RS	8	1
CEEE	PC 230 kV C.INDUSTRIAL A2 RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 230 kV C.INDUSTRIAL B2 RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 23 kV CIA GRAVATAÍ O RS	23	Principal	RS	178	2
CEEE	PC 23 kV ELDORADO P RS	23	Principal	RS	691	7
CEEE	PC13.8 kV FARROUPILHA 1 O RS	13,8	Principal	RS	763	5
CEEE	PC13.8 kV FARROUPILHA 1 P RS	13,8	Principal	RS	763	5
CEEE	PC 69 kV FARROUPILHA 1 A RS	69	Simples	RS	763	5
CEEE	PC 23 kV GRAVATAI 2 P1 RS	23	Principal	RS	589	6
CEEE	PC 69 kV GRAVATAI 2 F16 RS	69	Outras	RS	21	1
CEEE	PC 69 kV GRAVATAI 2 P1 RS	69	Principal	RS	183	3
CEEE	PC 69 kV GUAIBA 2 A RS	69	Simples	RS	521	2
CEEE	PC 23 kV GUARITA P RS	23	Principal	RS	401	8
CEEE	PC 69 kV GUARITA A RS	69	Simples	RS	244	6
CEEE	PC 230 kV ITAUBA A RS	230	Dupla	RS	17	1

CEEE	PC 230 kV ITAUBA B RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 13.8 kV LAJEADO 2 P RS	13,8	Principal	RS	379	10
CEEE	PC 69 kV LAJEADO 2 P RS	69	Principal	RS	113	8
CEEE	PC 13.8 kV LIVRAMENTO 2 P RS	13,8	Principal	RS	155	14
CEEE	PC 69 kV LIVRAMENTO 2 A RS	69	Simples	RS	21	1
CEEE	PC 23 kV MACAMBARA P RS	23	Principal	RS	2139	11
CEEE	PC 69 kV MACAMBARA A RS	69	Simples	RS	520	3
CEEE	PC 23 kV NOVA PRATA 2 P1 RS	23	Principal	RS	183	4
CEEE	PC 69 kV NOVA PRATA 2 P RS	69	Principal	RS	33	1
CEEE	PC 69 kV OSORIO 2 P RS	69	Principal	RS	107	3
CEEE	PC 138 kV OSORIO 2 FII RS	138	Outras	RS	3143	11
CEEE	PC 23 kV P.MEDICI P RS	23	Principal	RS	444	7
CEEE	PC 69 kV P.MEDICI A RS	69	Simples	RS	384	5
CEEE	PC 138 kV P.MEDICI B RS	138	Dupla	RS	223	1
CEEE	PC 138 kV P.MEDICI A RS	138	Dupla	RS	223	1
CEEE	PC 230 kV P.MEDICI A RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 230 kV P.MEDICI B RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 138 kV PASSO REAL P RS	138	Principal	RS	618	3
CEEE	PC 230 kV PASSO REAL A RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 230 kV PASSO REAL B RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 13.8 kV PELOTAS 3 P RS	13,8	Principal	RS	744	28
CEEE	PC 23 kV PELOTAS 3 P RS	23	Principal	RS	774	29
CEEE	PC 69 kV P.PETROQUIMICO A RS	69	Simples	RS	21	1
CEEE	PC 230 kV P.PETROQUIMICO A RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 230 kV P.PETROQUIMICO B RS	230	Dupla	RS	17	1
CEEE	PC 13.8 kV PORTOALEGRE10 P RS	13,8	Principal	RS	1129	6
CEEE	PC 13.8 kV PORTOALEGRE13 P RS	13,8	Principal	RS	25	1
CEEE	PC 13.8 kV PORTO ALEGRE4 D RS	13,8	Simples	RS	397	3
CEEE	PC 13.8 kV PORTO ALEGRE4 P RS	13,8	Principal	RS	554	1
CEEE	PC 13.8 kV PORTO ALEGRE4 A RS	13,8	Simples	RS	572	1
CEEE	PC 13.8 kV PORTO ALEGRE4 B RS	13,8	Simples	RS	704	2
CEEE	PC 13.8 kV PORTO ALEGRE4 C RS	13,8	Simples	RS	1095	2
CEEE	PC 13.8 kV PORTO ALEGRE6 A RS	13,8	Simples	RS	706	7
CEEE	PC 69 kV PORTO ALEGRE6 P RS	69	Simples	RS	208	3
CEEE	PC 13.8 kV PORTO ALEGRE9 P RS	13,8	Principal	RS	454	3
CEEE	PC 69 kV PORTO ALEGRE9 A RS	69	Simples	RS	672	3
CEEE	PC 13.8 kV QUINTA P RS	13,8	Simples	RS	533	3
CEEE	PC 69 kV QUINTA A RS	69	Dupla	RS	268	3
CEEE	PC 69 kV QUINTA B RS	69	Dupla	RS	268	4
CEEE	PC 138 kV QUINTA FII RS	138	Outras	RS	533	5
CEEE	PC 13.8 kV SANTA CRUZ1 P RS	13,8	Principal	RS	365	12
CEEE	PC 69 kV SANTA CRUZ1 P RS	69	Principal	RS	365	12
CEEE	PC 69 kV SANTA MARIA 3 P RS	69	Principal	RS	9	1
CEEE	PC 13.8 kV SANTA MARTA P2 RS	13,8	Principal	RS	115	4
CEEE	PC 13.8 kV SANTA MARTA P1 RS	13,8	Principal	RS	115	4
CEEE	PC 44 kV SANTA MARTA A RS	44	Simples	RS	72	3
CEEE	PC 69 kV SANTA MARTA P RS	69	Principal	RS	9	2
CEEE	PC 138 kV SANTA MARTA A RS	138	Simples	RS	55	2
CEEE	PC 138 kV SANTA MARTA B RS	138	Simples	RS	55	2
CEEE	PC 230 kV SANTA MARTA P RS	230	Principal	RS	2	1
CEEE	PC 23 kV SANTA ROSA P RS	23	Principal	RS	545	13
CEEE	PC 69 kV SANTA ROSA P RS	69	Principal	RS	176	9
CEEE	PC 23 kV SANTO ANGELO2 P RS	23	Principal	RS	176	3



CEEE	PC 69 kV SANTO ANGELO2 A RS	69	Principal	RS	169	2
CEEE	PC 23 kV SAO BORJA 2 P RS	23	Principal	RS	1251	13
CEEE	PC 69 kV SAO BORJA 2 A RS	69	Simples	RS	1164	4
CEEE	PC 23 kV S.VICENTE SUL P RS	23	Principal	RS	222	14
CEEE	PC 69 kV S.VICENTE SUL A RS	69	Simples	RS	203	12
CEEE	PC 69 kV S.VICENTE SUL B RS	69	Simples	RS	279	14
CEEE	PC 23 kV SCHARLAU P RS	23	Principal	RS	12	1
CEEE	PC 69 kV URUGUAIANA5 A RS	69	Simples	RS	319	2
CEEE	PC 230 kV URUGUAIANA5 P RS	230	Principal	RS	15	1
CEEE	PC 13.8 kV V.AIRES P1 RS	13,8	Principal	RS	352	3
CEEE	PC 13.8 kV V.AIRES P2 RS	13,8	Simples	RS	358	3
CEEE	PC 13.8 kV V.AIRES P3 RS	13,8	Simples	RS	358	3
CEEE	PC 69 kV V.AIRES P RS	69	Simples	RS	210	4
COPEL	PC 13.8 kV APUCARANA FI11 PR	13,8	Outras	PR	107	2
COPEL	PC 13.8 kV APUCARANA FI12 BP2 PR	13,8	Outras	PR	107	2
COPEL	PC 34.5 kV APUCARANA FI3 PR	34,5	Outras	PR	15	3
COPEL	PC 138 kV APUCARANA BP PR	138	Principal	PR	21813	2
COPEL	PC 13.8 kV AREIA FI1 PR	13,8	Outras	PR	38	1
COPEL	PC 138 kV AREIA P PR	138	Principal	PR	3	1
COPEL	PC 138 kV BATEIAS BP PR	138	Principal	PR	3	1
COPEL	PC 13.8 kV C.COMPRIDO FI11 PR	13,8	Outras	PR	454	4
COPEL	PC 13.8 kV C.COMPRIDO FI12 PR	13,8	Outras	PR	514	4
COPEL	PC 69 kV C.COMPRIDO BP PR	69	Principal	PR	1	1
COPEL	PC 13.8 kV CAMPO ASSOBIO FI11 PR	13,8	Outras	PR	2	1
COPEL	PC 13.8 kV CAMPO ASSOBIO FI12 PR	13,8	Outras	PR	2	1
COPEL	PC 138 kV CAMPO ASSOBIO BP PR	138	Principal	PR	9	2
COPEL	PC 69 kV CAMPO MOURAO 1 FI1 PR	69	Outras	PR	573	2
COPEL	PC 138 kV CAMPO MOURAO / MAMBORE C1 PR	138	Anel	PR	9	2
COPEL	PC 138 kV CAMPO MOURAO / SANTOS DUMONT C1	138	Anel	PR	137	3
COPEL	PC 13.8 kV CASCAVEL FI11 PR	13,8	Outras	PR	117	2
COPEL	PC 13.8 kV CASCAVEL FI12 PR	13,8	Outras	PR	117	2
COPEL	PC 34.5 kV CASCAVEL FI3 PR	34,5	Outras	PR	117	2
COPEL	PC 138 kV CASCAVEL BP PR	138	Principal	PR	3	1
COPEL	PC 13.8 kV D.S.J.PINHAIS FI11 PR	13,8	Outras	PR	2	1
COPEL	PC 13.8 kV D.S.J.PINHAIS FI12 PR	13,8	Outras	PR	2	1
COPEL	PC 13.8 kV FIGUEIRA FI1 PR	13,8	Outras	PR	24	1
COPEL	PC 138 kV FIGUEIRA BP PR	138	Principal	PR	188	1
COPEL	PC 138 kV FOZ DO CHOPIM BP PR	138	Principal	PR	1	1
COPEL	PC 13.8 kV PARIGOT SOUZA FI1 PR	13,8	Outras	PR	188	3
COPEL	PC 138 kV PARIGOT SOUZA / MATINHOS C1 PR	138	Anel	PR	2	1
COPEL	PC 138 kV PARIGOT SOUZA / PARANAGUA C1 PR	138	Anel	PR	2	1
COPEL	PC 230 kV PARIGOT SOUZA BP PR	230	Principal	PR	1	1
COPEL	PC 13.8 kV GUAIRA FI1 PR	13,8	Outras	PR	288	2
COPEL	PC 34.5 kV GUAIRA FI3 PR	34,5	Outras	PR	263	1
COPEL	PC 138 kV GUAIRA/ELDORADO C1 PR	138	Anel	PR	995	4
COPEL	PC 138 kV GUAIRA/M.C.RONDON C1 PR	138	Anel	PR	995	4
COPEL	PC 138 kV GUAIRA/PALOTINA C1 PR	138	Anel	PR	995	4
COPEL	PC 13.8 kV IBIPORA FI1 PR	13,8	Outras	PR	197	3

COPEL	PC 34.5 kV IBIPORA FI3 PR	34,5	Outras	PR	194	4
COPEL	PC 138 kV IBIPORA BP PR	138	Principal	PR	378	1
COPEL	PC 13.8 kV JAGUARIAIVA FI1 PR	13,8	Outras	PR	371	6
COPEL	PC 34.5 kV JAGUARIAIVA FI3 PR	34,5	Outras	PR	371	7
COPEL	PC 138 kV JAGUARIAIVA BP PR	138	Principal	PR	2735	4
COPEL	PC 13.8 kV LONDRINA FI11 PR	13,8	Outras	PR	500	2
COPEL	PC 13.8 kV LONDRINA FI12 PR	13,8	Outras	PR	500	2
COPEL	PC 34.5 kV LONDRINA FI3 PR	34,5	Outras	PR	1048	4
COPEL	PC 138 kV LONDRINA BP PR	138	Principal	PR	195	1
COPEL	PC 13.8 kV MARINGA FI11 PR	13,8	Outras	PR	26	3
COPEL	PC 13.8 kV MARINGA FI12 PR	13,8	Outras	PR	26	3
COPEL	PC 34.5 kV MARINGA FI3 PR	34,5	Outras	PR	44	3
COPEL	PC 138 kV MARINGA BP PR	138	Principal	PR	3	1
COPEL	PC 13.8 kV PATO BRANCO FI1 PR	13,8	Outras	PR	24	4
COPEL	PC 13.8 kV PATO BRANCO FI2 PR	13,8	Outras	PR	77	5
COPEL	PC 34.5 kV PATO BRANCO FI3 PR	34,5	Outras	PR	79	4
COPEL	PC 138 kV PATO BRANCO BP PR	138	Principal	PR	436	1
COPEL	PC 230 kV PERÓXIDOS-SGU FI PR	230	Outras	PR	10	1
COPEL	PC 230 kV PETROBRAS FI1 PR	230	Outras	PR	10	1
COPEL	PC 13.8 kV PILARZINHO FI12 PR	13,8	Outras	PR	2	1
COPEL	PC 13.8 kV PILARZINHO FI12 PR	13,8	Outras	PR	514	2
COPEL	PC 69 kV PILARZINHO BP PR	69	Principal	PR	435	1
COPEL	PC 230 kV PILARZINHO BP PR	230	Principal	PR	12	1
COPEL	PC 34.5 kV PONTA G NORTE FI31 PR	34,5	Outras	PR	30	2
COPEL	PC 34.5 kV PONTA G NORTE FI32 PR	34,5	Outras	PR	35	2
COPEL	PC 138 kV PONTA G NORTE / BELEM C1 PR	138	Anel	PR	8	1
COPEL	PC 138 kV PONTA G NORTE / CASTRO C1 PR	138	Anel	PR	8	1
COPEL	PC 138 kV PONTA G NORTE / SABARA C1 PR	138	Anel	PR	8	1
COPEL	PC 13.8 kV PONTA G SUL FI1 PR	13,8	Outras	PR	387	2
COPEL	PC 34.5 kV PONTA G SUL FI31 PR	34,5	Outras	PR	266	7
COPEL	PC 34.5 kV PONTA G SUL FI32 PR	34,5	Outras	PR	437	6
COPEL	PC 13.8 kV S.MATEUS SUL FI1 PR	13,8	Outras	PR	52	4
COPEL	PC 34.5 kV S.MATEUS SUL FI3 PR	34,5	Outras	PR	40	3
COPEL	PC 525 kV SEGREDO UG1 PR	525	D. Meio	PR	3	1
COPEL	PC 525 kV SEGREDO UG2 PR	525	D. Meio	PR	3	1
COPEL	PC 525 kV SEGREDO UG3 PR	525	D. Meio	PR	3	1
COPEL	PC 525 kV SEGREDO UG4 PR	525	D. Meio	PR	3	1
COPEL	PC 13.8 kV UBERABA FI11 PR	13,8	Outras	PR	336	5
COPEL	PC 13.8 kV UBERABA FI12 PR	13,8	Outras	PR	896	6
COPEL	PC 69 kV UBERABA BP PR	69	Principal	PR	218	1
COPEL	PC 69 kV UMBARA BP PR	69	Principal	PR	1	1
ELS	PC 138 kV ANASTACIO FI1 MS	138	Outras	MS	1122	3
ELS	PC 13.8 kV AREIA BA2 PR	13,8	Simples	PR	0	0
ELS	PC 13.8 kV AREIA BA1 PR	13,8	Simples	PR	243	1
ELS	PC 138 kV AREIA FI1 PR	138	Outras	PR	243	1
ELS	PC 525 kV AREIA/GBM C2 PR	525	D. Meio	PR	165	1
ELS	PC 525 kV AREIA / GBM C1 PR	525	D. Meio	PR	165	1
ELS	PC 138 kV BLUMENAL P SC	138	Principal	SC	6	1
ELS	PC 138 kV CAMPOS NOVOS 1 SC	138	Simples	SC	11160	18
ELS	PC 138 kV CAMPOS NOVOS 2 SC	138	Simples	SC	11160	18

ELS	PC 138 kV CANOINHAS FI1 SC	138	Outras	SC	764	1
ELS	PC 69 kV CHARQUEADAS 2 RS	69	Simples	RS	71	1
ELS	PC 69 kV CHARQUEADAS 1 RS	69	Simples	RS	71	1
ELS	PC 230 kV CHARQUEADAS A RS	230	Dupla	RS	17	1
ELS	PC 230 kV CHARQUEADAS B RS	230	Dupla	RS	17	1
ELS	PC 13.8 kV DOURADOS 2 MS	13,8	Simples	MS	3201	8
ELS	PC 13.8 kV DOURADOS 1 MS	13,8	Simples	MS	3201	8
ELS	PC 138 kV DOURADOS FI1 MS	138	Outras	MS	77	1
ELS	PC 69 kV FARROUPILHA FI6 PR	69	Outras	PR	1266	4
ELS	PC 69 kV JOINVILLE 1 SC	69	Simples	SC	678	1
ELS	PC 138 kV JOINVILLE 1 SC	138	Dupla	SC	511	1
ELS	PC 138 kV JOINVILLE 2 PR	138	Dupla	PR	511	1
ELS	PC 69 kV J.LACERDA-A 1 SC	69	Simples	SC	71	1
ELS	PC 138 kV J.LACERDA-A 2 SC	138	Dupla	SC	74	1
ELS	PC 138 kV J.LACERDA-A 1 SC	138	Dupla	SC	74	1
ELS	PC 230 kV J.LACERDA-A P SC	230	Dupla	SC	17	1
ELS	PC 230 kV J.LACERDA-A PT SC	230	Dupla	SC	17	1
ELS	PC 230 kV J.LACERDA-B A SC	230	Dupla	SC	17	1
ELS	PC 230 kV JORGE LACERDA B B SC	230	Dupla	SC	17	1
ELS	PC 138 kV PALHOCA P SC	138	Principal	SC	30	1
ELS	PC 13.8 kV PASSO FUNDO 1 RS	13,8	Simples	RS	545	3
ELS	PC 138 kV SE P.FUNDO P RS	138	Principal	RS	723	3
ELS	PC 230 kV SE P.FUNDO A RS	230	Dupla	RS	17	1
ELS	PC 230 kV PASSO FUNDO B RS	230	Dupla	RS	17	1
ELS	PC 13.8 kV SALTO OSÓRIO 1 PR	13,8	Simples	PR	243	1
ELS	PC 69 kV SE S.OSORIO 1 PR	69	Simples	PR	1043	2
ELS	PC 230 kV SE S.OSORIO P PR	230	Dupla	PR	1043	2
ELS	PC 230 kV SALTO OSÓRIO PT PR	230	Dupla	PR	1043	2
ELS	PC 500 kV SE S.SANTIAGO / SALTO CAXIAS C1	525	D. Meio	PR	3	1
ELS	PC 500 kV SE S.SANTIAGO UG1 PR	525	D. Meio	PR	3	1
ELS	PC 500 kV SE S.SANTIAGO UG3 PR	525	D. Meio	PR	3	1
ELS	PC 525 kV SANTO ÂNGELO/GARABI C1 RS	525	D. Meio	RS	3	1
ELS	PC 69 kV SIDEROPOLIS 2 SC	69	Simples	SC	429	1
ELS	PC 69 kV SIDERÓPOLIS 3 SC	69	Simples	SC	452	2
ELS	PC 69 kV XANXERE FI6 SC	69	Outras	SC	2502	1
ELS	PC 138 kV XANXERE FI1 SC	138	Outras	SC	55	2
FURNAS	PC 345 kV IBIUNA CV8 SP	345	D. Meio	SP	1	1
FURNAS	PC 750 kV IVAIPORA / FOZ DO IGUAÇU 3 PR	750	D. Meio	PR	7149	2
FURNAS	PC 750 kV IVAIPORA / FOZ DO IGUAÇU 2 PR	750	D. Meio	PR	7149	2
FURNAS	PC 750 kV IVAIPORA / FOZ DO IGUAÇU 1 PR	750	D. Meio	PR	7149	2