

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

HIAGO DA ROCHA LUDOVICO

**QUALIDADE DO SERVIÇO DA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM CIDADES DO RIO GRANDE DO
SUL**

Porto Alegre

2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**QUALIDADE DO SERVIÇO DA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM CIDADES DO RIO GRANDE DO
SUL**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADOR: Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro

Porto Alegre
2011

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

HIAGO DA ROCHA LUDOVICO

**QUALIDADE DO SERVIÇO DA DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA EM CIDADES DO RIO GRANDE DO
SUL**

Este projeto foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da Disciplina de “Projeto de Diplomação”, do Departamento de Engenharia Elétrica e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: _____

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor em Engenharia Elétrica (UFRGS – Porto Alegre, Brasil)

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Prof^a. Dr^a. Gladis Bordin, UFRGS

Doutora pela Universidade Federal de Santa Catarina – Florianópolis, Brasil

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Porto Alegre, dezembro de 2011.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Marinaldo e Suely pelos ensinamentos, apoio e todo incentivo para que eu pudesse chegar a esta conquista.

A minha esposa Ana Paula pela dedicação e apoio em todos os momentos felizes e não tão felizes durante esta etapa.

E em especial a mim, pela dedicação e luta para atingir este objetivo.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, familiares por todo apoio, torcida e compreensão ao longo desse período.

Aos colegas pelo companheirismo e auxílio nas tarefas desenvolvidas durante o curso.

À empresa Elo Sistemas Eletrônicos pela compreensão durante estes últimos semestres do curso.

Ao meu orientador Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro pelo auxílio e paciência durante esta última etapa do curso.

À Universidade, professores, funcionários, que de alguma maneira contribuíram para esta conquista.

E em especial a minha esposa Ana Paula Almeida Corrêa que me colocou nos “eixos” e me mostrou o valor de termos alguém especial com quem possamos contar em tempos difíceis.

RESUMO

Os parâmetros de qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil são definidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), entre eles a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC). O trabalho tem como objetivo analisar a qualidade da distribuição de energia elétrica nas cidades de Canoas, Caxias do Sul e Pelotas, no período de janeiro de 2006 a dezembro de 2010, por meio dos indicadores DEC e FEC. Os dados dos indicadores DEC e FEC das cidades escolhidas foram coletados no site da ANEEL, compreendendo o período de 2006 a 2010. As médias anuais destes indicadores foram comparadas com os padrões estabelecidos pela agência reguladora de acordo com os padrões definidos pelo Módulo 8. No período estudado, quando comparado aos padrões estabelecidos pela ANEEL, o indicador DEC apresentou resultado satisfatório em Caxias do Sul (29,16%) e insatisfatório em Canoas (21,56%) e Pelotas (54,92%) e o indicador FEC satisfatório em Canoas (16,2%) e Caxias do Sul (45,04%) e insatisfatório em Pelotas (16,31%). A análise dos indicadores de continuidade DEC e FEC permitiu verificar que em relação à qualidade de distribuição de energia, Caxias do Sul apresentou resultados satisfatórios para ambos indicadores, já Canoas o DEC foi insatisfatório e Pelotas não atendeu os padrões exigidos em nenhum dos indicadores. Com isso, evidenciou-se que as distribuidoras de energia necessitam investir na melhoria dos serviços prestados adequando-se aos padrões estabelecidos pela ANEEL, com vistas a diminuir as compensações pagas devido às transgressões dos indicadores.

Palavras-chave: Prodist. Distribuição de Energia. Indicadores de Qualidade. DEC. FEC. Distribuição de energia no RS.

ABSTRACT

The quality of service parameters for the distribution of electricity in Brazil are defined by the National Agency of Electrical Energy (ANEEL) through the procedures of Electricity Distribution in the National Electric System (PRODIST), including the Equivalent Length of Interruption per Consumer Unit (DEC) and the Frequency Equivalent Interruption per Consumer Unit (FEC). The study aims to analyze the quality of power distribution in the cities of Canoas, Caxias do Sul and Pelotas, from January 2006 to December 2010, through the indicators DEC and FEC. Data for the indicators DEC and FEC of cities chosen were collected from the ANEEL, comprising the period from 2006 to 2010. The annual averages of these indicators were compared with standards established by the regulatory agency in accordance with the standards defined by the module 8. During the study period compared to the standards set by ANEEL, the DEC indicator showed satisfactory results in Caxias do Sul (29.16%) and unsatisfactory in Canoas (21.56%) and Pelotas (54.92%) and the indicator FEC satisfactory Canoas (16.2%) and Caxias do Sul (45.04%) and unsatisfactory in Pelotas (16.31%). The analysis of indicators of continuity DEC and FEC has shown that compared the quality of power distribution, Caxias do Sul showed satisfactory results for both indicators, the DEC was unsatisfactory Canoas and Pelotas did not meet the standards required in any of indicators. Thus, it became clear that the energy distributors need to invest in improved services adapting to the standards set by ANEEL, in order to reduce the compensation paid due to the transgressions of the indicators.

Keywords: Prodinst. Power Distribution. Quality Indicators. DEC. FEC. Power distribution in the RS.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.2	Objetivo	15
1.3	Estrutura do Trabalho	15
2	DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA	17
2.1	Setor Elétrico Nacional.....	17
2.1.1	Características do Setor Elétrico Nacional	19
2.1.2	Indicadores de Continuidade no Brasil.....	20
2.2	Setor Elétrico no Rio Grande do Sul	22
2.3	Perfil das Cidades Estudadas	25
2.3.1	Canoas	25
2.3.2	Caxias do Sul.....	26
2.3.3	Pelotas.....	26
3	LEGISLAÇÃO SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA NO BRASIL.....	27
3.1	Histórico	27
3.2	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional	28
3.3	MÓDULO 8 - QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA	33
3.3.1	Qualidade do Produto	33
3.3.2	Qualidade do Serviço.....	34
3.3.3	Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica.....	35
3.3.3.1	Indicadores de continuidade individuais	35
3.3.3.2	Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras	36
3.3.3.3	Apuração dos indicadores de continuidade	37
3.3.3.4	Período de apuração e cálculo dos indicadores de continuidade.....	38
3.3.3.5	Limites de continuidade do serviço	39
4	METODOLOGIA.....	41
5	QUALIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA EM CIDADES DO RIO GRANDE DO SUL	42
5.1	Canoas	42
5.1.1	Evolução do Número de Consumidores de Energia em Canoas	42
5.1.2	Indicadores de Continuidade DEC e FEC em Canoas	44
5.2	Caxias do Sul.....	51
5.2.1	Evolução do Número de Consumidores de Energia em Caxias do Sul.....	51
5.2.2	Indicadores de Continuidade DEC e FEC em Caxias do Sul	53
5.3	Pelotas.....	56
5.3.1	Evolução do Número de Consumidores de Energia em Pelotas	56
5.3.2	Indicadores de Continuidade DEC e FEC em Pelotas.....	58
5.4	Penalidades em relação às transgressões dos indicadores DEC e FEC.....	66
5.5	Comparativo entre as cidades de Canoas, Caxias do Sul e Pelotas.....	68
	CONCLUSÃO.....	74
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	75

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Oferta de eletricidade no Brasil.....	20
Figura 2. Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no RS.....	23

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Participação das Grandes Concessionárias no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica no RS, em 2009.	23
Tabela 2. Consumo de Energia Elétrica Setorial por Concessionária no RS, em 2009.	24
Tabela 3. Participação das Pequenas Concessionárias no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica no RS, em 2009.	24
Tabela 4. Participação das Cooperativas de Eletrificação Rural no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica no RS, em 2009.	24

LISTA DE QUADROS

Quadro 1. Principais órgãos do Setor Elétrico Brasileiro.....	19
Quadro 2. Relação entre a Legislação e os Módulos do PRODIST	33
Quadro 3. N° de Consumidores de Energia por Unidade Consumidora em Canoas de 2006 a 2010	42
Quadro 4. Indicadores DEC e FEC em Canoas Centro URB de 2006 a 2010	44
Quadro 5. Indicadores DEC e FEC em Canoas Guajuviras URB de 2006 a 2010	44
Quadro 6. Indicadores DEC e FEC em Canoas Mathias Velho URB de 2006 a 2010	45
Quadro 7. Média dos Indicadores DEC e FEC de 2006 a 2010 em Canoas	45
Quadro 8. Diferença Percentual das Médias do DEC real e padrão em Canoas de 2006 a 2010	49
Quadro 9. Diferença Percentual das Médias do FEC real e padrão em Canoas de 2006 a 2010	51
Quadro 10. N° de Consumidores da Unidade Consumidora de Caxias do Sul de 2006 a 2010	52
Quadro 11. Indicadores DEC e FEC em Caxias do Sul de 2006 a 2010.....	53
Quadro 12. Diferença Percentual do DEC real e padrão em Caxias do Sul de 2006 a 2010 ...	54
Quadro 13. Diferença Percentual do FEC real e padrão em Caxias do Sul de 2006 a 2010	56
Quadro 14. N° de Consumidores por Unidade Consumidora em Pelotas de 2006 a 2009.....	57
Quadro 15. N° de Consumidores por Unidade Consumidora em Pelotas em 2010	57
Quadro 16. Indicadores DEC e FEC em Pelotas - R de 2006 a 2009	58
Quadro 17. Indicadores DEC e FEC em Pelotas Centro/Leste U de 2006 a 2009	59
Quadro 18. Indicadores DEC e FEC em Pelotas Norte/Oeste U de 2006 a 2009	59
Quadro 19. Indicadores DEC e FEC em Pelotas em 2010	60
Quadro 20. Média dos Indicadores DEC e FEC em Pelotas de 2006 a 2009.....	60
Quadro 21. Diferença Percentual das Médias do DEC real e padrão em Pelotas de 2006 a 2010	64
Quadro 22. Diferença Percentual das Médias do FEC real e padrão em Pelotas de 2006 a 2010	65
Quadro 23. Compensações pagas em 2010 pela AES Sul.....	66
Quadro 24. Compensações pagas em 2010 pela RGE.....	66
Quadro 25. Compensações pagas em 2010 pela CEEE-D	67
Quadro 26. Médias das diferenças percentuais dos Indicadores	70

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Evolução do DEC no Brasil de 1999 a 2009.....	21
Gráfico 2. Evolução do FEC no Brasil de 1999 a 2009	22
Gráfico 3. Evolução do N° de Consumidores de Energia por Unidade Consumidora em Canoas de 2006 a 2010.....	43
Gráfico 4. Evolução do Indicador DEC real em Canoas de 2006 a 2010	46
Gráfico 5. Evolução do Indicador DEC padrão em Canoas de 2006 a 2010	46
Gráfico 6. Evolução do Indicador FEC real em Canoas de 2006 a 2010.....	47
Gráfico 7. Evolução do Indicador FEC padrão em Canoas de 2006 a 2010	47
Gráfico 8. Média DEC real x padrão em Canoas de 2006 a 2010.....	48
Gráfico 9. Média FEC real x padrão em Canoas de 2006 a 2010	50
Gráfico 10. Evolução do N° de Consumidores de Energia na Unidade Consumidora de Caxias do Sul de 2006 a 2010	52
Gráfico 11. Evolução do Indicador DEC em Caxias do Sul de 2006 a 2010.....	54
Gráfico 12. Evolução do Indicador FEC em Caxias do Sul de 2006 a 2010.....	55
Gráfico 13. Evolução do N° de Consumidores de Energia por Unidade Consumidora em Pelotas de 2006 a 2009	58
Gráfico 14. Evolução do Indicador DEC real em Pelotas de 2006 a 2009.....	61
Gráfico 15. Evolução do Indicador DEC padrão em Pelotas de 2006 a 2009.....	61
Gráfico 16. Evolução do Indicador FEC real em Pelotas de 2006 a 2009	62
Gráfico 17. Evolução do Indicador FEC padrão em Pelotas de 2006 a 2009	62
Gráfico 18. Média DEC real x padrão em Pelotas de 2006 a 2010.....	63
Gráfico 19. Média FEC real x padrão em Pelotas de 2006 a 2010	65
Gráfico 20. N° de compensações no ano de 2010	67
Gráfico 21. Valor total das compensações no ano de 2010.....	68
Gráfico 22. Diferenças percentuais entre o indicador DEC real e padrão.....	69
Gráfico 23. Diferenças percentuais entre o indicador FEC real e padrão	70
Gráfico 24. Média das diferenças percentuais entre o indicador DEC real e padrão	71
Gráfico 25. Média das diferenças percentuais entre o indicador FEC real e padrão.....	72

LISTA DE ABREVIATURAS

AES SUL: Distribuidora Gaúcha de Energia Elétrica

AGERGS: Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN: Balanço Energético Nacional

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEEE-D: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica

CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE: Conselho Nacional de Política Energética

DEC: Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DIC: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

DIT: Demais Instalações de Transmissão

DMIC: Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

DRC: Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica

DRP: Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FEC: Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FIC: Frequência de Interrupção individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão

IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICC: Índice de Unidades Consumidoras com Tensão Crítica

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema

PRODIST: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

RESEB: Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

RGE: Rio Grande Energia

RS: Rio Grande do Sul

SFE: Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade

SIN: Sistema Interligado Nacional

UFRGS: Universidade Federal do Rio Grande do Sul

1 INTRODUÇÃO

O Brasil é um país com quase 191 milhões de habitantes, segundo estimativas do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) no censo realizado em 2010, e se destaca como a quinta nação mais populosa do mundo. Em 2008, cerca de 95% da população tinha acesso à rede elétrica. Segundo dados divulgados no mês de setembro de 2008 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), o país conta com mais de 61,5 milhões de unidades consumidoras em 99% dos municípios brasileiros. Destas, a grande maioria, cerca de 85%, é residencial [1].

No ano de 2008 foi publicada a primeira versão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), que normatizaram o relacionamento entre as distribuidoras e demais agentes conectados aos sistemas de distribuição (compostos por redes e linhas de transmissão em tensão inferior a 230kV) [1].

O objetivo da ANEEL com este novo formato de regulamentação é incentivar as distribuidoras de energia elétrica a promoverem uma melhoria da qualidade da prestação do serviço por meio da definição de limites mais exigentes para os indicadores individuais.

O processo de monitoração da qualidade do serviço oferecido pelas concessionárias baseou-se até os dias atuais, principalmente, na coleta e no processamento dos dados de interrupção do fornecimento de energia elétrica (DEC e FEC), estes informados periodicamente pelas empresas a ANEEL. Assim, a agência através destes dados avaliava o desempenho das concessionárias.

Esta em fase de implementação um novo sistema de monitoração da qualidade da energia elétrica, que dará a Agência acesso direto e automático às informações sobre a qualidade do fornecimento, sem que dependa de dados encaminhados pelas empresas. Este sistema permite a imediata recepção dos dados sobre interrupção e restabelecimento do fornecimento de energia elétrica e conformidade dos níveis de tensão nos pontos em que os equipamentos de monitoração estão instalados [2].

Este novo formato de monitoração permitirá o cálculo dos indicadores: de interrupção (DEC, FEC, DIC e FIC) relativos à duração e à frequência das interrupções, por conjunto de consumidores e por consumidor individual e os de níveis de tensão (DRP, DRC e ICC) relativos à ocorrência da entrega de energia ao consumidor com tensões fora dos padrões de qualidade definidos pela ANEEL através do PRODIST. [2]

Neste âmbito, conhecer os indicadores de qualidade associados à distribuição de energia elétrica é de especial interesse ao Engenheiro Eletricista, pois estas informações possibilitam a atuação direta na melhoria, qualificação e conseqüentemente manutenção da qualidade do serviço prestado a população, visto que o ramo da distribuição de energia é uma área de domínio desse profissional.

É nesse sentido que o trabalho busca estudar os índices de qualidade DEC e FEC em cidades do Rio Grande do Sul, usando como critério de análise as definições da versão mais atual dos procedimentos de distribuição, com foco principalmente no módulo oito do documento e responder a questão: Nossas concessionárias de energia estão atendendo os critérios de qualidade regulamentados pelo PRODIST?

1.2 Objetivo

Analisar a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica nas cidades de Canoas, Caxias do Sul e Pelotas, de acordo com os procedimentos de distribuição vigentes.

1.3 Estrutura do Trabalho

O trabalho está dividido em sete capítulos, incluindo este introdutório, o qual é composto pela introdução e o objetivo.

O segundo capítulo, denominado Distribuição da Energia Elétrica, retrata o setor elétrico nacional quanto à estrutura organizacional e também aos indicadores de continuidade DEC e FEC. Aborda também características do setor de distribuição no RS.

O terceiro capítulo, Legislação sobre Qualidade de Energia no Brasil, traz um histórico da legislação brasileira do setor e foca no PRODIST, especialmente no módulo oito utilizado na elaboração do trabalho.

O quarto capítulo, Metodologia, descreve o método de análise utilizado para a comparação da qualidade do serviço prestado pelas concessionárias de energia no RS.

Quinto capítulo, Qualidade da Distribuição de Energia em Cidades do Rio Grande do Sul, apresenta os resultados da pesquisa e análise comparativa realizada para as três cidades escolhidas, bem como um comparativo entre elas.

O último capítulo traz as conclusões sobre o estudo realizado.

2 DISTRIBUIÇÃO DA ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Setor Elétrico Nacional

Em 2004, com a implantação do Novo Modelo do Setor Elétrico, o Governo Federal, por meio das leis nº 10.847/2004 e nº 10.848/2004, manteve a formulação de políticas para o setor de energia elétrica como atribuição do Poder Executivo Federal, por meio do Ministério de Minas e Energia (MME) e com assessoramento do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e do Congresso Nacional. Os instrumentos legais criaram novos agentes, um deles é a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao MME e cuja função é realizar os estudos necessários ao planejamento da expansão do sistema elétrico, outro é a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que abriga a negociação da energia no mercado livre [3].

Este novo modelo manteve a ANEEL como agência reguladora e o Operador Nacional do Sistema (ONS) como responsável por coordenar e supervisionar a operação centralizada do sistema interligado brasileiro. Foi instituído um comitê para acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), este também ligado ao MME [3].

O Quadro 1 descreve as atribuições básicas das principais entidades do setor elétrico brasileiro [3]:

<p>Ministério de Minas e Energia – MME</p>	<p>O MME encarrega-se da formulação, do planejamento e da implementação de ações do governo federal no âmbito da política energética nacional.</p>
<p>Conselho Nacional de Política Energética – CNPE</p>	<p>Órgão de assessoramento do Presidente da República para formulação de políticas nacionais e diretrizes de energia, que visa, dentre outros, o aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, a revisão</p>

	<p>periódica da matriz energética e o estabelecimento de diretrizes para programas específicos. É órgão interministerial presidido pelo Ministro de Minas e Energia – MME.</p>
<p>Empresa de Pesquisa Energética – EPE (Dec. no. 5184/2004)</p>	<p>Empresa pública federal dotada de personalidade jurídica de direito privado e vinculada ao MME. Tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Elabora os planos de expansão da geração e transmissão da energia elétrica.</p>
<p>Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE</p>	<p>Constituído no âmbito do MME e sob sua coordenação direta, tem a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional.</p>
<p>Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (Lei no. 9648/1998)</p>	<p>Entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional (SIN).</p>
<p>Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Dec. no. 5177/2004)</p>	<p>Entidade jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob regulação e fiscalização da ANEEL, tem a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN e de administrar os contratos de compra e venda de energia elétrica, sua contabilização</p>

	e liquidação.
Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL (Lei n o. 9427/1996)	Autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, tem a finalidade de regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. É o órgão responsável pela elaboração, aplicação e atualização dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST).

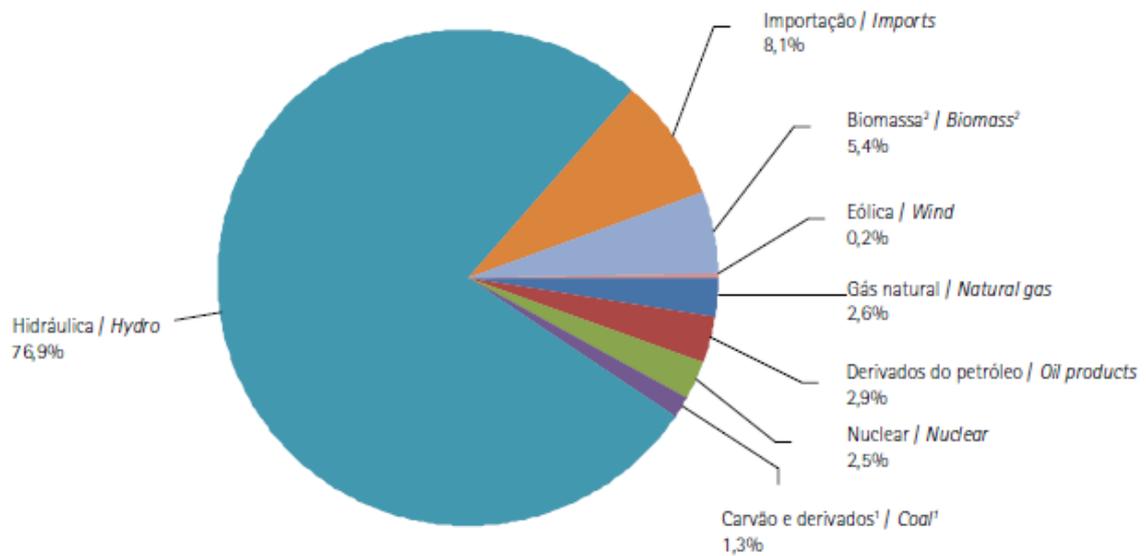
Quadro 1. Principais órgãos do Setor Elétrico Brasileiro

Fonte: Módulo 1 – PRODIST [3]

2.1.1 Características do Setor Elétrico Nacional

Segundo dados do Balanço Energético Nacional (BEN) de 2010 a geração de energia elétrica no Brasil em centrais de serviço público e autoprodutores atingiu 466,2 TWh em 2009, resultado 0,7% superior ao de 2008 [4].

Neste cenário, a principal fonte é a energia hidráulica, que apresentou elevação de 4,9% na comparação com 2008. A Figura 1 apresenta a estrutura da oferta interna de eletricidade no Brasil em 2009 [4].



Notas/ Notes:

1 Inclui gás de coqueria / Includes coke gas.

² Biomassa inclui lenha, bagaço de cana, lixívia e outras recuperações / Biomass includes firewood, sugar cane bagasse, black liquor e other wastes.

Figura 1. Oferta de eletricidade no Brasil

Fonte: BEN, 2010 [4]

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é um sistema hidrotérmico de grande porte, com características que permitem considerá-lo único em âmbito mundial, com forte predominância de usinas hidrelétricas. O SIN é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica [5].

2.1.2 Indicadores de Continuidade no Brasil

Os indicadores coletivos de continuidade e frequência de interrupções são instrumentos usados para supervisionar, avaliar e controlar a qualidade da energia fornecida aos consumidores. A Resolução Normativa nº. 24/2000 estabelece procedimentos que devem ser observados pelas concessionárias e permissionárias do serviço público de distribuição de energia. Para cada uma delas há limites estabelecidos por conjunto de unidades de

consumidoras, dentro da área de atendimento. A partir daí, a ANEEL calcula os índices alcançados por região (por meio da média ponderada dos valores verificados nas distribuidoras de cada região) e, por consequência, os indicadores anuais do Brasil são obtidos pela média ponderada dos valores de cada região geográfica, levando-se em conta o número de consumidores em cada uma delas [6].

O indicador Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) estabelece limites para a duração da interrupção do fornecimento, enquanto a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC) registra o número de vezes que consumidor ficou sem luz, de acordo com os critérios previstos na resolução anteriormente citada. A partir dos gráficos a seguir é possível observar queda na qualidade do fornecimento em 2009. O DEC aumentou para 18,7 horas, o pior índice desde 1999. O FEC também teve desempenho pior que os anos de 2006, 2007 e 2008. Mesmo que a piora não tenha sido significativa, o fato veio a exigir da ANEEL aprimoramento no sistema de incentivo para a melhora da qualidade do serviço [6].

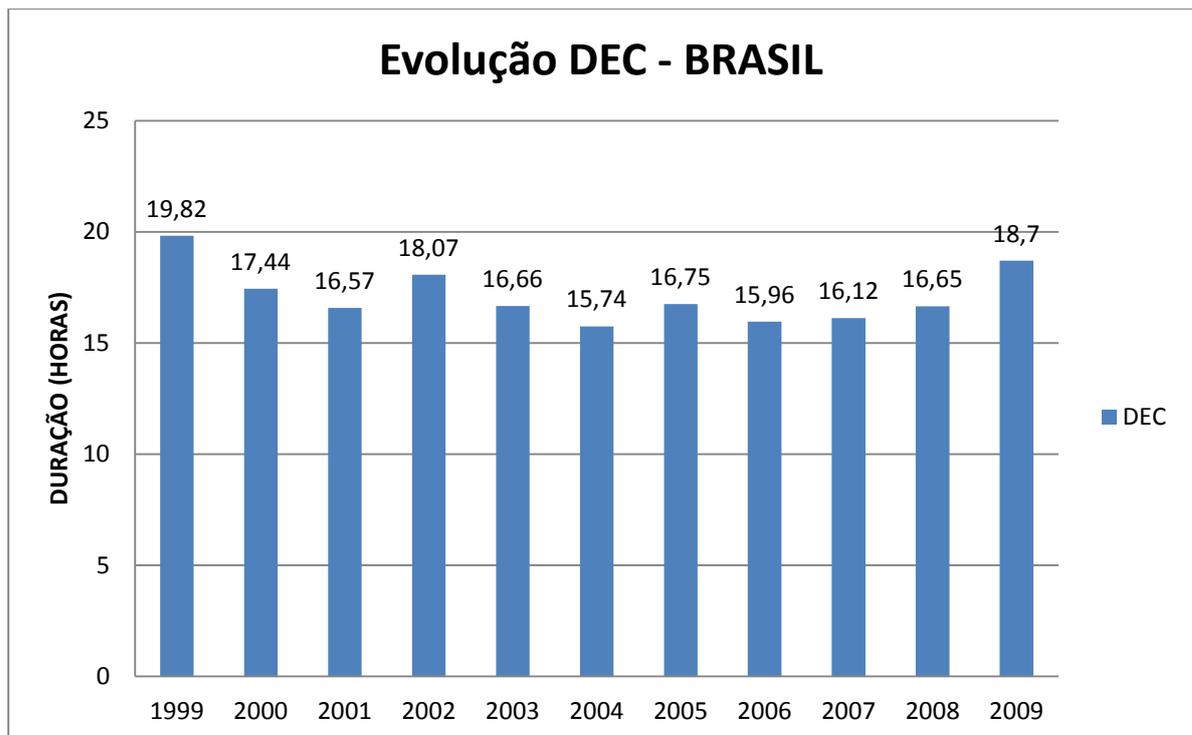


Gráfico 1. Evolução do DEC no Brasil de 1999 a 2009

Fonte: ANEEL, 2010 [6]

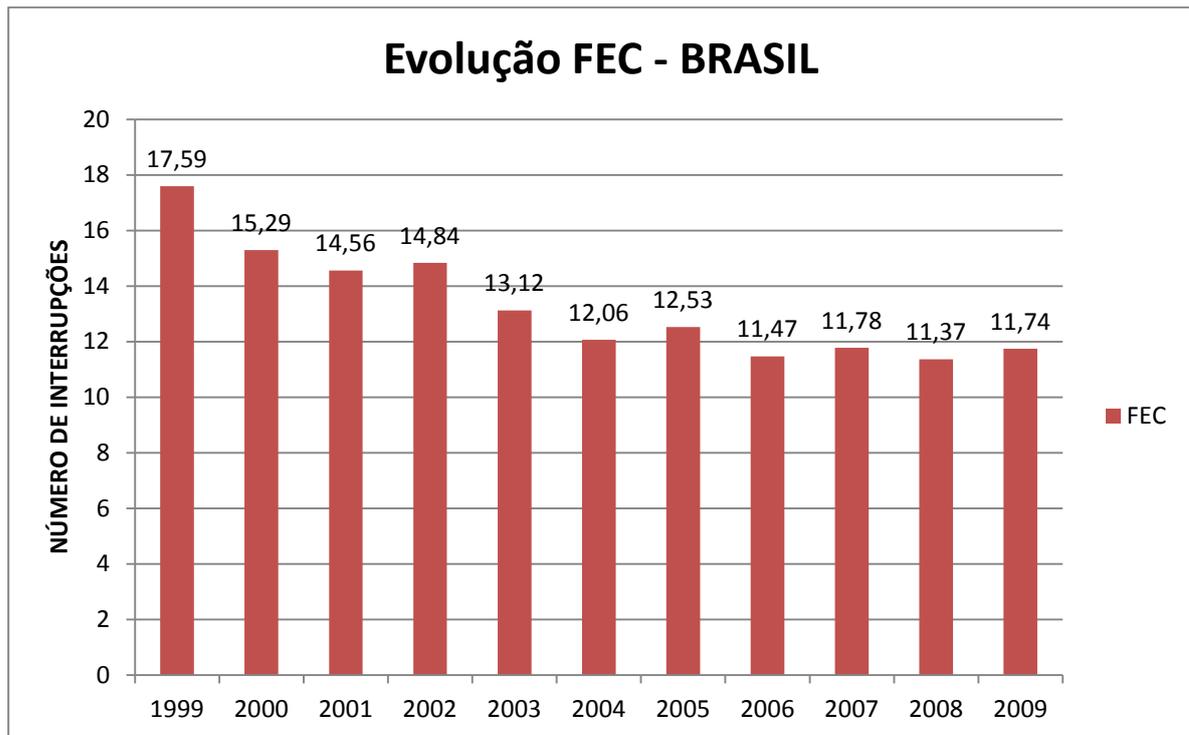


Gráfico 2. Evolução do FEC no Brasil de 1999 a 2009

Fonte: ANEEL, 2010 [6]

2.2 Setor Elétrico no Rio Grande do Sul

A distribuição de energia elétrica no RS é executada por oito concessionárias, sendo as três maiores: Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica (CEEE-D), Distribuidora Gaúcha de Energia Elétrica (AES Sul) e Rio Grande Energia (RGE), juntas elas têm mais de 1 milhão de unidades consumidoras. As outras cinco são de pequeno porte: Muxfeldt, Marin & Cia Ltda. (Muxfeldt), Usina Hidroelétrica Nova Palma (Uhenpal), Centrais Elétricas de Carazinho S.A. (Eletrocar), Hidroelétrica Panambi (Hidropan) e Departamento Municipal de Energia de Ijuí (Demei) [7].

Além das concessionárias, existem 15 cooperativas de eletrificação rural: Celetro, Cerfox, Ceriluz, Cermissões, Certaja, Certel, Certhil, Cervale, Cooperluz, Coopernorte, Coopersul, Coprel, Cosel, Creluz e Crereal [7].

A Figura 2 mostra o setor da distribuição do RS.



Figura 2. Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica no RS

Fonte: Grupo CEEE, 2010 [7]

A participação no mercado de distribuição de energia elétrica dos 23 agentes, no ano de 2009, está apresentada nas Tabelas 1 a 5. A maior parte da energia distribuída aos consumidores, tanto pelas cooperativas como pelas cinco concessionárias de pequeno porte, é fornecida pelas concessionárias AES Sul, CEEE-D e RGE [7].

Tabela 1. Participação das Grandes Concessionárias no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica no RS, em 2009.

Fonte: Balanço Energético RS 2010 [7]

Concessionárias	Nº de Consumidores	Energia Vendida MWh	Mercado %
AES Sul	1.150.514	9.330.755,00	34,84
RGE	1.232.691	8.697.127,20	32,47
CEEE-D	1.438.074	7.289.575,11	27,22
Total Grandes Concessionárias	3.821.279	25.317.457,31	94,53
Total RS	4.160.127	26.781.412,74	100

Tabela 2. Consumo de Energia Elétrica Setorial por Concessionária no RS, em 2009.

Fonte: Balanço Energético RS 2010 [7]

Concessionárias	Residencial %	Rural %	Comercial %	Industrial %	Outros %
AES Sul	27,95	16,54	14,38	32,90	8,23
RGE	25,04	14,72	14,96	31,77	13,51
CEEE-D	33,42	6,79	25,58	19,43	14,78
Total Grandes Concessionárias	28,80	12,68	18,30	28,03	12,17

Tabela 3. Participação das Pequenas Concessionárias no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica no RS, em 2009.

Fonte: Balanço Energético RS 2010 [7]

Concessionárias	Nº de Consumidores	Energia Vendida MWh	Mercado %
ELETROCAR	32.125	142.877,00	0,53
DEMEI	26.755	96.588,00	0,36
HIDROPAN	14.670	79.997,00	0,3
UHENPAL	13.831	57.734,00	0,22
MUXFELD	8.540	49.236,00	0,18
Total Pequenas Concessionárias	95.921	426.432,00	1,59
Total RS	4.160.127	26.781.412,74*	100

* Inclui a energia vendida para os consumidores, para as concessionárias de pequeno porte e cooperativas.

Tabela 4. Participação das Cooperativas de Eletrificação Rural no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica no RS, em 2009.

Fonte: Balanço Energético RS 2010 [7]

Cooperativa	Nº de Consumidores	Energia Vendida MWh	Energia Gerada MWh	Energia Comprada MWh	Mercado %
CERTEL***	49.101	261.906,59	22.333,64	264.043,79	0,98
COPREL**	45.610	249.347,37	20.459,42	259.405,87	0,93
CERMISSÕES***	22.983	77.244,89	13.299,28	73.860,10	0,29
CERILUZ**	12.384	78.584,12	69.786,90	87.551,60	0,29
CERTAJA***	20.543	76.511,13	0,00	87.811,67	0,29
CELETRO***	20.778	75.043,55	0,00	87.136,57	0,28
CRELUZ**	19.426	61.551,06	16.591,83	54.411,66	0,23
CERFOX**	14.198	44.966,28	6.326,36	46.965,11	0,17
COOPERLUZ**	13.232	40.167,02	20.857,00	47.139,96	0,15
CERTHIL**	7.256	24.415,93	9.094,46	18.207,04	0,09
CRERAL**	6.530	21.951,53	9.525,92	16.919,67	0,08

COOPERSUL****	4.300	11.738,47	0,00	15.794,26	0,04
COOPERNORTE****	3.831	8.771,15	0,00	11.284,51	0,03
CERVALE***	1.135	2.903,40	0,00	3.379,09	0,01
COSEL****	1.620	2.420,96	0,00	3.275,81	0,01
Total Cooperativas	242.927	1.037.523,43	191.274,81	1.077.186,70	3,87
Total RS	4.160.127	26.781.412,74*	18.483.085,00	10.716.060,00	100

* Inclui a energia vendida para os consumidores, para as concessionárias de pequeno porte e cooperativas.

** Energia comprada da RGE

*** Energia comprada da AES Sul

**** Energia comprada do Grupo CEEE-D

No Estado do Rio Grande do Sul, as atividades de fiscalização dos serviços de energia elétrica prestados pelas concessionárias de distribuição são realizadas pela Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do RS (AGERGS) mediante delegação da ANEEL com base no Convênio nº 152010, celebrado entre as Agências [8].

A fiscalização tem como finalidade garantir a prestação de serviços de qualidade adequada. Para isso, a Agência fiscaliza o cumprimento dos contratos de concessão, dos regulamentos técnicos e comerciais, bem como da legislação setorial existente. As constatações da fiscalização são apresentadas mediante Termo de Notificação, que integra o relatório da fiscalização. Este relatório contém as não conformidades encontradas, quando for o caso, além de poderem ser efetuadas determinações ou recomendações, a fim de instruir os agentes quanto ao cumprimento de suas obrigações e melhorar os procedimentos adotados [8].

2.3 Perfil das Cidades Estudadas

2.3.1 Canoas

Município brasileiro do estado do Rio Grande do Sul, pertencente à mesorregião Metropolitana de Porto Alegre e à microrregião de Porto Alegre. O município possui o segundo maior PIB e a quarta maior população do estado, além de ser a 67ª cidade do Brasil com mais habitantes [9].

Segundo resultado publicado em 4 de novembro de 2010 pelo o IBGE no Diário Oficial da União do Censo 2010, Canoas tinha uma população de 317.945 habitantes [10] e é atendida pela empresa AES Sul.

2.3.2 *Caxias do Sul*

Município brasileiro do estado do Rio Grande do Sul, pertence à mesorregião do Nordeste Rio-Grandense e à Microrregião de Caxias do Sul [11].

Segundo resultado publicado em 4 de novembro de 2010 pelo o IBGE no Diário Oficial da União do Censo 2010, Caxias do Sul tinha uma população de 427.664 habitantes [10].

2.3.3 *Pelotas*

Município brasileiro do estado do Rio Grande do Sul, pertence à mesorregião do sudeste Rio-Grandense e à microrregião de Pelotas [12].

Segundo resultado publicado em 4 de novembro de 2010 pelo o IBGE no Diário Oficial da União do Censo 2010, Pelotas tinha uma população de 321.818 habitantes [10].

3 LEGISLAÇÃO SOBRE QUALIDADE DE ENERGIA NO BRASIL

3.1 Histórico

A primeira regulamentação do setor elétrico brasileiro sobre a prestação de serviços relativos à energia elétrica surgiu em 10 de julho de 1934 com o Código de Águas (Decreto nº 24.643/34), o qual versava sobre o papel da União para a concessão dos aproveitamentos hidrelétricos e dos serviços de transmissão, transformação e distribuição de energia elétrica. Posteriormente em 1957 foi editado o Decreto nº 41.019/57, denominado Regulamento dos Serviços de Energia Elétrica, que durante quase duas décadas foi a principal norma do setor [3].

Em dezembro de 1965, através da Lei nº 4.904 de 17 de dezembro foi instituído o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE, como órgão responsável pela regulamentação e fiscalização dos serviços de energia elétrica no país [3].

Até este momento não existiam definições sobre normas e padrões técnicos relativos aos sistemas de distribuição de energia elétrica, as próprias distribuidoras estabeleceram limites, individuais e/ou coletivos, isto explica a relativa heterogeneidade de padrões nos sistemas de distribuição brasileiros [3].

No ano de 1996, o MME iniciou estudos para uma reorganização do setor elétrico, por meio do Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB). Este estudo tinha dois objetivos principais: concentrar as atividades do Estado nas funções de planejamento, formulação, regulamentação e fiscalização das políticas energéticas e respectivas atividades; e, transferir à iniciativa privada os investimentos e a operação no setor elétrico [3].

As propostas do RESEB resultaram em mudanças nas instituições setoriais e na alteração de diversas leis e regulamentos, merecem destaque [3]:

- a) criação de novos agentes setoriais, aos quais foi assegurado o livre acesso aos sistemas de transmissão e de distribuição (cf. arts. 12 e 15 da Lei nº 9.074/95 e art. 13 do Decreto nº 2.003/96);
- b) criação da ANEEL, com a finalidade de regulação e fiscalização das atividades de energia elétrica, inclusive dos serviços de distribuição (cf. arts. 2º e 3º da Lei nº 9.427/96 e arts. 2º e 3º do Decreto nº 2.335/97);

- c) livre comercialização e a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE¹ (cf. art. 10 da Lei nº 9.648/98 e Lei nº 10.433/02);
- d) criação do ONS para desenvolvimento das atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica nos sistemas interligados (cf. art. 13 da Lei nº 9.648/98).

Os trabalhos desenvolvidos no RESEB evidenciaram a existência da necessidade de se estabelecer de padrões técnicos de cumprimento obrigatório pelos agentes setoriais para a utilização dos sistemas elétricos das distribuidoras, assim a ANEEL propôs a elaboração dos procedimentos de distribuição, com a finalidade de regular o planejamento e operação dos sistemas de distribuição [3].

Em 2002, o ONS publicou o documento Procedimentos de Rede, que estabelece os procedimentos e requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do SIN, especificamente em relação aos sistemas de transmissão, com a participação dos agentes e homologação pela ANEEL [3].

3.2 Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

A ANEEL através da resolução normativa nº 345 de 16 de dezembro de 2008, aprovou a primeira versão dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), consolidando diretrizes sobre a qualidade nos sistemas de distribuição de energia elétrica no Brasil [13].

A elaboração do documento contou com a participação dos agentes de distribuição e de outras entidades e associações do setor elétrico nacional e surgiu com objetivo de complementar o quadro regulatório já existente, estabelecendo os requisitos técnicos e responsabilidades dos agentes para acesso, planejamento da expansão, operação, medição e qualidade da energia nos sistemas de distribuição [14].

O PRODIST estabelece critérios para o relacionamento entre os agentes setoriais no que se refere aos sistemas elétricos de distribuição, que incluem todas as redes e linhas de

¹ Sucedido pela CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, conforme Lei nº. 10.848/04, art. 4º.

distribuição de energia elétrica em tensão inferior a 230 kV, seja em baixa tensão (BT), média tensão (MT) ou alta tensão (AT) [3].

O PRODIST é composto por oito módulos [3]:

- I. Módulo 1: Introdução
- II. Módulo 2: Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição
- III. Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição
- IV. Módulo 4: Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição
- V. Módulo 5: Sistemas de Medição
- VI. Módulo 6: Informações Requeridas e Obrigações
- VII. Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição
- VIII. Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica

Os principais objetivos do PRODIST são [3]:

- a) garantir que os sistemas de distribuição operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade;
- b) propiciar o acesso aos sistemas de distribuição, assegurando tratamento não discriminatório entre agentes;
- c) disciplinar os procedimentos técnicos para as atividades relacionadas ao planejamento da expansão, à operação dos sistemas de distribuição, à medição e à qualidade da energia elétrica;
- d) estabelecer requisitos para os intercâmbios de informações entre os agentes setoriais;
- e) assegurar o fluxo de informações adequadas à ANEEL;
- f) disciplinar os requisitos técnicos na interface com a Rede Básica, complementando de forma harmônica os Procedimentos de Rede.

Os módulos também definem as principais responsabilidades, das distribuidoras com relação ao PRODIST, de caráter geral, temos as principais [3]:

- a) manter nas agências de atendimento, em local de fácil visualização e acesso, exemplares do PRODIST para conhecimento e consulta dos interessados, ou

disponibilizá-los por meio de mídias eletrônicas (CD) ou por meio de correio eletrônico;

- b) e observar o princípio da isonomia para todas as decisões que lhe forem facultados no PRODIST, adotando procedimento único para toda a área de concessão outorgada.

Quando aplicável, estão sujeitos à regulamentação estabelecida no PRODIST [3]:

- a) concessionárias, permissionárias e autorizadas dos serviços de geração distribuída e de distribuição de energia elétrica;
- b) consumidores de energia elétrica com instalações conectadas ao sistema de distribuição, em qualquer classe de tensão (BT, MT e AT), inclusive consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato, ou de direito;
- c) agente importador ou exportador de energia elétrica conectados ao sistema de distribuição;
- d) transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT;
- e) Operador Nacional do Sistema – ONS.

Cada módulo do PRODIST traz um item sobre a sua abrangência que deve ser observado, pois existem diferenças entre as responsabilidades estabelecidas nos módulos. Os procedimentos definem as responsabilidades dos agentes de distribuição, sendo as principais responsabilidades, de caráter geral [3]:

- a) ter pleno conhecimento e observar as orientações técnicas estabelecidas nos módulos do PRODIST;
- b) cumprir, naquilo que lhe compete, o que estiver estabelecido no PRODIST;
- c) divulgar o PRODIST junto aos agentes envolvidos;
- d) participar e contribuir para o aperfeiçoamento e a atualização do PRODIST.

Existem penalidades previstas para distribuidoras e clientes que descumprirem as obrigações estabelecidas nos módulos técnicos. Para os acessados, as penalidades e respectivo processo punitivo estão previstas na Resolução ANEEL nº 63/2004. Para os acessantes tais

penalidades estão previstas nos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e nos Contratos de Conexão ao Sistema de Distribuição – CCD [3].

As penalidades aplicáveis às distribuidoras, previstas na Resolução ANEEL nº 63/2004 são graduadas em função da gravidade e tipo de infração cometida, estando previstas as seguintes modalidades [15]:

- a) advertência;
- b) multas;
- c) embargo de obras;
- d) suspensão temporária de participação em licitações para obtenção de novas concessões, permissões e autorizações, bem como de impedimento de contratar com a ANEEL e de receber autorização para serviços e instalações de energia elétrica;
- e) revogação de autorização;
- f) intervenção administrativa;
- g) caducidade da concessão ou da autorização.

O PRODIST veio para unificar, atualizar e modificar normatizações já existentes e também criar novas regulamentações do setor elétrico. As relações entre a legislação aplicável e os módulos do PRODIST estão indicadas no Quadro 2.

LEGISLAÇÃO	MÓDULOS							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Lei nº 8.987/95			X	X				X
Lei nº 9.074/95	X	X	X					
Lei nº 9.427/96	X	X	X	X	X	X	X	X
Lei nº 9.648/98	X	X	X					
Lei nº 10.438/02	X	X	X		X			
Lei nº 10.762/03			X					
Lei nº 10.847/04		X						
Lei nº 10.848/04	X	X	X	X	X	X		
Decreto nº 41.019/57			X					

LEGISLAÇÃO	MÓDULOS (continuação)							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Decreto nº 62.724/68		X						
Decreto nº 2.003/96			X		X			
Decreto nº 2.335/97	X	X	X	X	X	X	X	X
Decreto nº 2.655/98	X	X	X		X			
Decreto nº 4.541/02		X						
Decreto nº 4.562/02	X		X					
Decreto nº 4.873/03		X						
Decreto nº 5.081/04		X						
Decreto nº 5.163/04	X	X	X	X	X	X		
Decreto nº 5.184/04		X						
Decreto nº 5.597/05			X					
Resolução ANEEL nº 395/98			X					
Resolução ANEEL nº 281/99	X		X	X	X	X		X
Resolução ANEEL nº 371/99			X					
Resolução ANEEL nº 169/01			X					
Resolução ANEEL nº 344/02					X			
Resolução ANEEL nº 666/02			X					
Resolução ANEEL nº 265/03			X					
Resolução ANEEL nº 433/03				X				
Resolução ANEEL nº 56/04			X	X				
Resolução ANEEL nº 63/04	X				X			X
Resolução ANEEL nº 67/04			X	X	X			X
Resolução ANEEL nº 68/04			X		X			X
Resolução ANEEL nº 77/04		X	X		X			
Resolução ANEEL nº 83/04					X			X
Resolução ANEEL nº 166/05		X					X	
Resolução ANEEL nº 206/05			X		X			
Resolução ANEEL nº 229/06			X					
Resolução ANEEL nº 234/06		X						
Resolução ANEEL nº 247/06			X		X			
Resolução ANEEL nº 349/09		X						

LEGISLAÇÃO	MÓDULOS (continuação)							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Resolução ANEEL nº 363/09								X
Resolução ANEEL nº 384/09			X					
Resolução ANEEL nº 390/09			X		X			
Resolução ANEEL nº 395/09	X	X	X	X	X	X	X	X
Resolução ANEEL nº 400/10			X					
Resolução ANEEL nº 414/10	X	X	X		X			X

Quadro 2. Relação entre a Legislação e os Módulos do PRODIST

Fonte: PRODIST - Módulo 1: Introdução [3]

3.3 MÓDULO 8 - QUALIDADE DA ENERGIA ELÉTRICA

O módulo oito do PRODIST tem como objetivo estabelecer os procedimentos em relação à qualidade da energia elétrica, ou seja, ele estabelece critérios para a qualidade do produto utilizado na medição de qualidade de energia e também para qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras [16].

Os procedimentos definidos no módulo devem ser observados por [16]:

- a) consumidores com instalações conectadas em qualquer classe de tensão de distribuição;
- b) produtores de energia;
- c) distribuidoras;
- d) agentes importadores ou exportadores de energia elétrica;
- e) transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão – DIT;
- f) Operador Nacional do Sistema – ONS.

3.3.1 Qualidade do Produto

Neste tópico, o módulo caracteriza os fenômenos de qualidade de energia elétrica, estabelece os critérios de amostragem, valores de referência e procedimentos relativos à qualidade do produto [16].

Os aspectos considerados da qualidade do produto em regime permanente ou transitório definidos pelo PRODIST são [16]:

- a) **tensão em regime permanente:** são estabelecidos os limites adequados, precários e críticos para os níveis de tensão em regime permanente, os indicadores individuais e coletivos de conformidade de tensão elétrica, os critérios de medição e registro, os prazos para regularização e de compensação ao consumidor, caso as medições de tensão excedam os limites dos indicadores.
- b) **fator de potência:** Razão entre a energia elétrica ativa e a raiz quadrada da soma dos quadrados das energias elétricas ativa e reativa, consumidas em um mesmo período especificado.
- c) **harmônicos:** são fenômenos associados com deformações nas formas de onda das tensões e correntes em relação à onda senoidal da frequência fundamental.
- d) **desequilíbrio de tensão:** é o fenômeno associado a alterações dos padrões trifásicos do sistema de distribuição.
- e) **flutuação de tensão:** é uma variação aleatória, repetitiva ou esporádica do valor eficaz da tensão.
- f) **variações de tensão de curta duração:** são desvios significativos no valor eficaz da tensão em curtos intervalos de tempo.
- g) **variação de frequência:** O sistema de distribuição e as instalações de geração conectadas ao mesmo devem, em condições normais de operação e em regime permanente, operar dentro dos limites de frequência situados entre 59,9 Hz e 60,1 Hz.

3.3.2 *Qualidade do Serviço*

Este item estabelece procedimentos relativos à qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras aos consumidores e às distribuidoras acessantes.

Definir indicadores e padrões de qualidade de serviço de forma a [16]:

- a) fornecer mecanismos para acompanhamento e controle do desempenho das distribuidoras e das transmissoras detentoras de Demais Instalações de Transmissão - DIT;

- b) fornecer subsídios para os planos de reforma, melhoramento e expansão da infraestrutura das distribuidoras;
- c) oferecer aos consumidores parâmetros para avaliação do serviço prestado pela distribuidora.

3.3.3 *Indicadores de Continuidade do Serviço de Distribuição de Energia Elétrica*

Os indicadores de continuidade de serviço permitem a ANEEL avaliar a qualidade do serviço que está sendo prestado pelas distribuidoras de energia e também o desempenho do sistema elétrico.

Estes indicadores são calculados quanto à duração e frequência de interrupção [16].

3.3.3.1 *Indicadores de continuidade individuais*

- a) DIC (duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora): Intervalo de tempo em que, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [3]. O indicador é obtido através da seguinte fórmula [16]:

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

- b) FIC (frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções): Número de interrupções ocorridas, no período de apuração, em cada unidade consumidora ou ponto de conexão [3]. O indicador é obtido através da seguinte fórmula [16]:

$$FIC = n \quad (2)$$

- c) DMIC (duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora): Tempo máximo de interrupção contínua de energia elétrica, em uma unidade consumidora ou ponto de conexão [3]. O indicador é obtido através da seguinte fórmula [16]:

$$DMIC = t(i) \max \quad (3)$$

Onde:

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;
 $t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;
 $t(i) \max$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas.

3.3.3.2 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras

- a) DEC (duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora): Intervalo de tempo que, em média, no período de apuração, em cada unidade consumidora do conjunto considerado ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica [3]. O indicador é obtido através da seguinte fórmula [16]:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} DIC(i)}{Cc} \quad (4)$$

- b) FEC (frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções): Número de interrupções ocorridas, em média, no período de apuração, em cada unidade

consumidora do conjunto considerado [3]. O indicador é obtido através da seguinte fórmula [16]:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc} \quad (5)$$

Onde:

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT.

3.3.3.3 Apuração dos indicadores de continuidade

Os indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras e individuais deveram ser apurados considerando as interrupções de longa duração. É considerada uma interrupção de longa duração toda interrupção do sistema elétrico com duração igual ou maior que 3 (três) minutos [16].

Na apuração dos indicadores DEC e FEC devem ser consideradas todas as interrupções, admitidas apenas as seguintes exceções [16]:

- i. falha nas instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros;
- ii. interrupção decorrente de obras de interesse exclusivo do consumidor e que afete somente a unidade consumidora do mesmo;
- iii. interrupção em situação de emergência;
- iv. suspensão por inadimplemento do consumidor ou por deficiência técnica e/ou de segurança das instalações da unidade consumidora que não provoque interrupção em instalações de terceiros, previstas em regulamentação;
- v. vinculadas a programas de racionamento instituídos pela União;
- vi. ocorridas em dia crítico;
- vii. oriundas de atuação de esquemas de alívio de carga solicitado pelo ONS.

Na apuração dos indicadores DIC e FIC não serão consideradas as interrupções descritas anteriormente para os indicadores DEC e FEC. Para apuração do indicador DMIC, além das interrupções referidas para DEC e FEC, também não deverão ser consideradas aquelas oriundas de desligamentos programados, desde que sejam atendidas as seguintes condições [16]:

- a) os consumidores sejam devidamente avisados;
- b) o início e o fim da interrupção estejam compreendidos no intervalo programado.

3.3.3.4 Período de apuração e cálculo dos indicadores de continuidade

O período de apuração das interrupções ocorridas nos conjuntos de unidades consumidoras será mensal, e os indicadores devem ser apurados de acordo com o especificado nas equações (1) a (5).

Os indicadores globais se referem a um agrupamento de conjuntos de unidades consumidoras, podendo se referir a uma distribuidora, município, estado, região ou ao Brasil. O valor do indicador de continuidade, trimestral ou anual, de cada conjunto, será calculado de acordo com as seguintes equações [16]:

$$DEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^3 [DEC_n \cdot Cc_n]}{C_{MED_TRIM}} \quad (6)$$

$$FEC_{TRIM} = \frac{\sum_{i=1}^3 [FEC_n \cdot Cc_n]}{C_{MED_TRIM}} \quad (7)$$

$$DEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^{12} [DEC_n \cdot Cc_n]}{C_{MED_ANUAL}} \quad (8)$$

$$FEC_{ANUAL} = \frac{\sum_{i=1}^{12} [FEC_n \cdot Cc_n]}{C_{MED_ANUAL}} \quad (9)$$

Onde:

DEC_n = valor mensal do DEC apurado no mês n , com 2 (duas) casas decimais;

FEC_n = valor mensal do FEC apurado no mês n , com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{TRIM} = valor do DEC no período de apuração trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{TRIM} = valor do FEC no período de apuração trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

DEC_{ANUAL} = valor do DEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais;

FEC_{ANUAL} = valor do FEC no período de apuração anual, com 2 (duas) casas decimais;

Cc_n = número de unidades consumidoras do conjunto faturadas e atendidas em BT ou MT informado no mês n ;

Cc_{MED_TRIM} = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período trimestral, com 2 (duas) casas decimais;

Cc_{MED_Anual} = média aritmética do número de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT, faturadas no período anual, com 2 (duas) casas decimais.

3.3.3.5 Limites de continuidade do serviço

Os valores dos limites anuais dos indicadores de continuidade dos conjuntos de unidades consumidoras serão disponibilizados por meio de Audiência Pública e serão estabelecidos em Resolução específica, de acordo com a periodicidade da Revisão Tarifária Periódica da distribuidora [16].

Para estabelecer os limites dos indicadores de continuidade, as distribuidoras devem, conforme estabelecido no Módulo 6, enviar à ANEEL os atributos físico-elétricos de todos os seus conjuntos. Para o estabelecimento dos limites de continuidade para os conjuntos de unidades consumidoras será aplicada a técnica de análise comparativa de desempenho da distribuidora, tendo como referência os atributos físico-elétricos e dados históricos de DEC e FEC encaminhados à ANEEL [16].

Os valores estabelecidos para o período até a próxima revisão tarifária serão publicados por meio de resolução específica e entrarão em vigor a partir do mês de janeiro do ano subsequente à publicação, devendo propiciar melhoria do limite anual global de DEC e FEC da distribuidora. Poderão ser fixados limites de continuidade que propiciem melhor

qualidade dos serviços prestados ao consumidor, quando da celebração de contratos de fornecimento e de uso do sistema de distribuição, observando-se as responsabilidades financeiras estabelecidas em legislação [16].

Quando um conjunto for subdividido ou reagrupado, deverão ser definidos limites de continuidade considerando-se o histórico dos conjuntos que deram origem à nova formação.

Para efeito de enquadramento dos limites de continuidade individuais, considera-se unidade consumidora situada em área não urbana àquela unidade com atendimento efetuado pela distribuidora fora do limite de zona urbana definida por lei municipal [16].

Os limites dos indicadores DIC e DMIC são vinculados ao limite anual do indicador DEC, enquanto os limites do indicador FIC são vinculados aos limites anuais do indicador FEC [16].

4 METODOLOGIA

Foram coletados no site da ANEEL [17], os dados populacionais e os indicadores DEC e FEC por unidade consumidora das cidades de Canoas, Caxias do Sul e Pelotas, as quais são atendidas pelas concessionárias AES Sul, RGE e CEEE-D respectivamente, compreendendo o período de 2006 a 2010.

Foi realizado um estudo comparativo através da média dos indicadores coletados junto a ANEEL, que são informados pelas concessionárias ao órgão, e o valor padrão estabelecido por norma de acordo com os critérios definidos no módulo 8 do PRODIST. As médias foram feitas a nível municipal, para que fosse possível realizar a comparação de cada unidade consumidora com a média da cidade.

A partir da média destes indicadores reais e seus padrões, o trabalho foi fracionado em duas etapas, primeiramente, os dados foram analisados para cada uma das cidades e foram elaborados os perfis individuais com relação ao crescimento populacional e evolução dos indicadores DEC e FEC ao longo da janela de estudo. Na segunda etapa, foi realizado um comparativo entre as cidades com o intuito de verificar qual das três apresentava o melhor desempenho na prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

5 QUALIDADE DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA EM CIDADES DO RIO GRANDE DO SUL

A qualidade de distribuição de energia nas cidades de Canoas, Caxias do Sul e Pelotas foi analisada e seus resultados estão descritos neste capítulo.

5.1 Canoas

Canoas é atendida pela concessionária AES Sul e é dividida em três unidades consumidoras:

- Canoas Centro URB
- Canoas Guajuviras URB
- Canoas Mathias Velho URB

5.1.1 *Evolução do Número de Consumidores de Energia em Canoas*

No Quadro 3 serão apresentados os dados do número de consumidores por unidade consumidora da cidade de Canoas.

Nº DE CONSUMIDORES DE ENERGIA EM CANOAS				
ANO	CANOAS CENTRO URB	CANOAS GUAJUVIRAS URB	CANOAS MATHIAS VELHO URB	TOTAL
2006	33.599	21.040	45.901	100.540
2007	34.208	22.696	46.837	103.741
2008	35.604	24.875	47.414	107.893
2009	35.520	27.137	48.380	111.037
2010	36.524	28.240	49.847	114.611

Quadro 3. Nº de Consumidores de Energia por Unidade Consumidora em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O Gráfico 3 mostra a evolução do número de consumidores de energia em Canoas no período de 2006 a 2010.

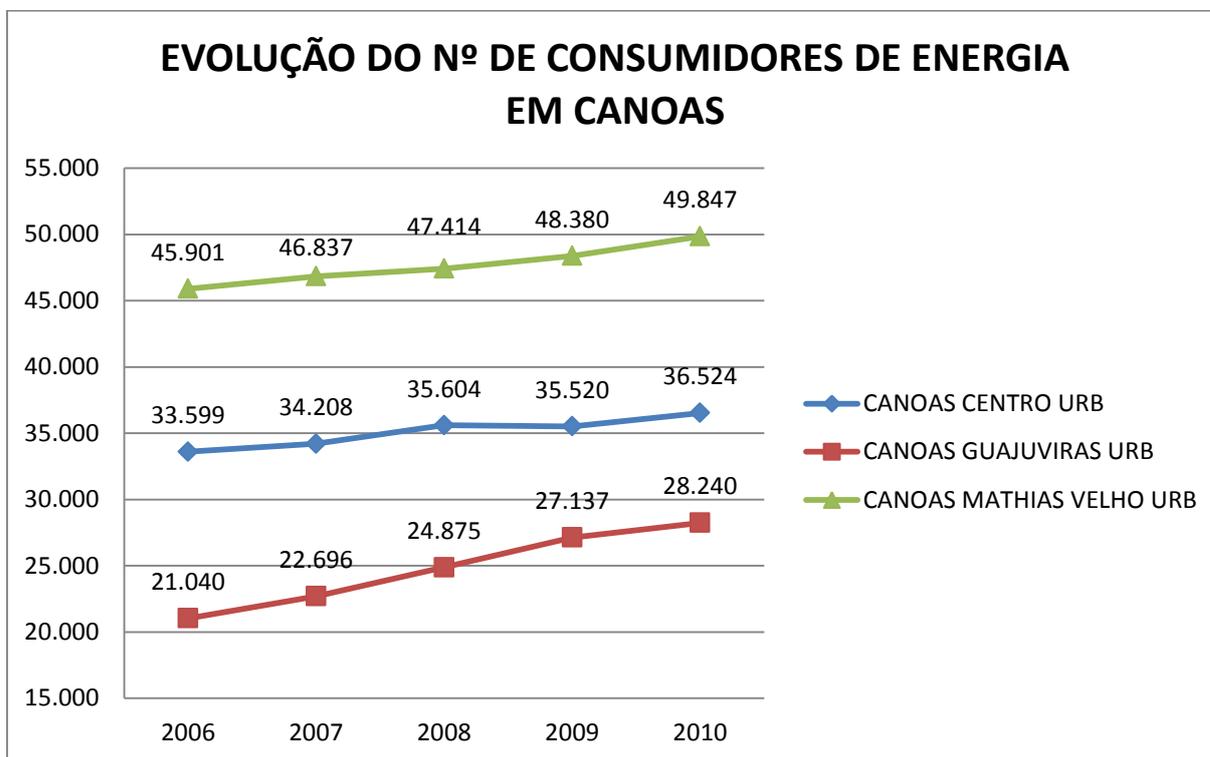


Gráfico 3. Evolução do Nº de Consumidores de Energia por Unidade Consumidora em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Os dados mostram que as três unidades consumidoras que formam o sistema de distribuição da cidade tiveram um crescimento no número de consumidores de energia, sendo que:

- Canoas Centro URB apresentou um crescimento de 8,71%;
- Canoas Guajuviras URB de 34,22%;
- Canoas Mathias Velho URB de 8,6%.

No ano de 2006, Canoas apresentava 100.540 consumidores de energia elétrica e em 2010, no final do período analisado, um total de 114.611. Esses dados mostram um aumento de 14.071 (14%) de consumidores de energia na cidade.

5.1.2 Indicadores de Continuidade DEC e FEC em Canoas

Os Quadros 4, 5 e 6 apresentam os valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC das unidades consumidoras de energia no período de 2006 a 2010.

DEC E FEC EM CANOAS CENTRO URB				
ANO	DEC²	DEC PADRÃO³	FEC⁴	FEC PADRÃO⁵
2006	9,6	10	9,26	11
2007	8,82	10	7,31	11
2008	10,37	9	12,48	11
2009	10,32	8	7,38	10
2010	8,93	8	7,69	10

Quadro 4. Indicadores DEC e FEC em Canoas Centro URB de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O Quadro 4 mostra que na unidade consumidora Canoas Centro URB, a partir de 2008 a distribuidora não conseguiu manter o indicador DEC abaixo do recomendado, superando negativamente a meta imposta, ao contrário do indicador FEC, que apenas em 2008 obteve resultado superior a meta.

DEC E FEC EM CANOAS GUAJUVIRAS URB				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
2006	15,65	12	11,53	17
2007	19,49	12	10,26	16
2008	15,23	12	10,37	15
2009	15,19	11	12,98	14
2010	18,83	11	11,19	13

Quadro 5. Indicadores DEC e FEC em Canoas Guajuviras URB de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

² DEC: Valor informado pela concessionária à ANEEL

³ DEC PADRÃO: Valor de referência máximo padronizado pela ANEEL

⁴ FEC: Valor informado pela concessionária à ANEEL

⁵ FEC PADRÃO: Valor de referência máximo padronizado pela ANEEL

O Quadro 5 mostra a unidade consumidora que Canoas Guajuviras URB, na qual verificou-se as maiores diferenças entre o DEC padrão e o real. Já o indicador FEC manteve seu valor real abaixo do padrão em todos os anos.

DEC E FEC EM CANOAS MATHIAS VELHO URB				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
2006	10,91	13	8,94	13
2007	12,32	12	11,33	12
2008	14,87	12	15,83	12
2009	11,07	11	9,56	11
2010	14,36	11	10,05	11

Quadro 6. Indicadores DEC e FEC em Canoas Mathias Velho URB de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O Quadro 6 mostra que com exceção de 2006 o indicador DEC ficou acima dos padrões estabelecidos para a unidade consumidora Canoas Mathias Velho URB e o indicador FEC apenas em 2008.

O Quadro 7 apresenta a média anual dos indicadores de continuidade DEC e FEC na cidade de Canoas no período de 2006 a 2010.

MÉDIA DOS INDICADORES DEC E FEC EM CANOAS				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
2006	12,05	11,67	9,91	13,67
2007	13,54	11,33	9,63	13,00
2008	13,49	11,00	12,89	12,67
2009	12,19	10,00	9,97	11,67
2010	14,04	10,00	9,64	11,33

Quadro 7. Média dos Indicadores DEC e FEC de 2006 a 2010 em Canoas

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Os gráficos a seguir apresentam a evolução dos indicadores DEC e FEC das unidades consumidoras de energia de Canoas, comparando-os as médias anuais apresentadas no Quadro 7.

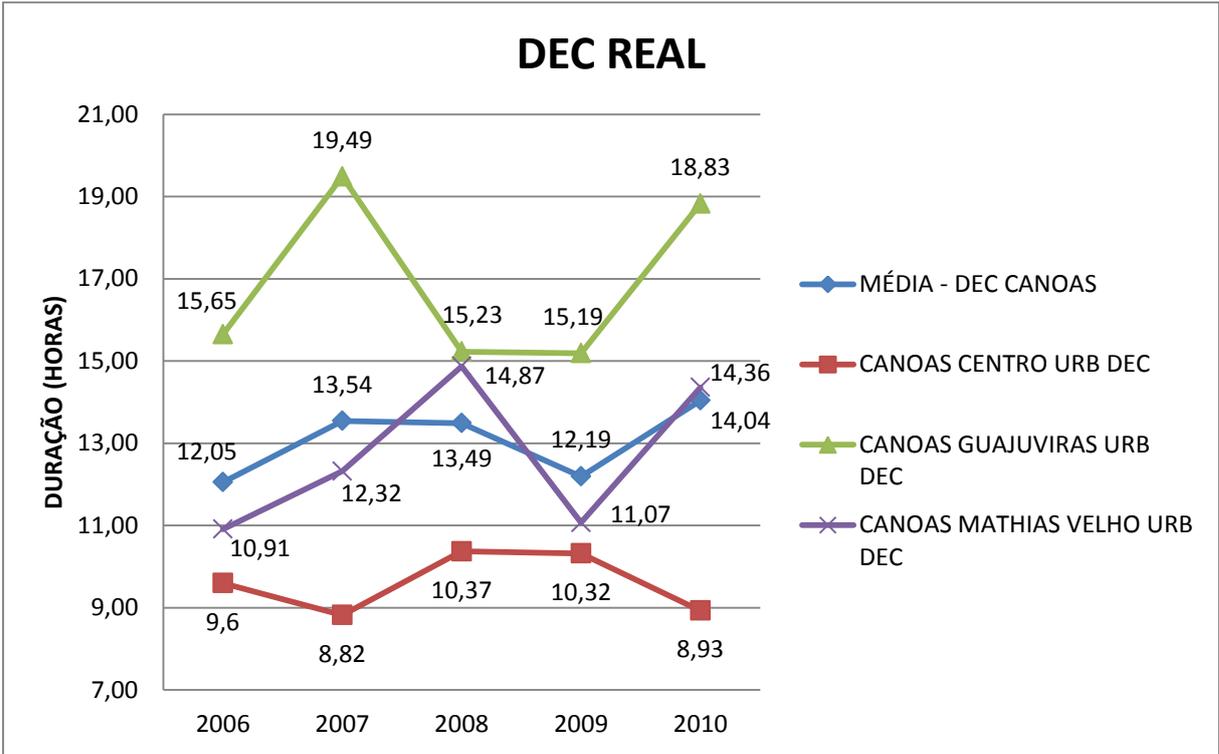


Gráfico 4. Evolução do Indicador DEC real em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

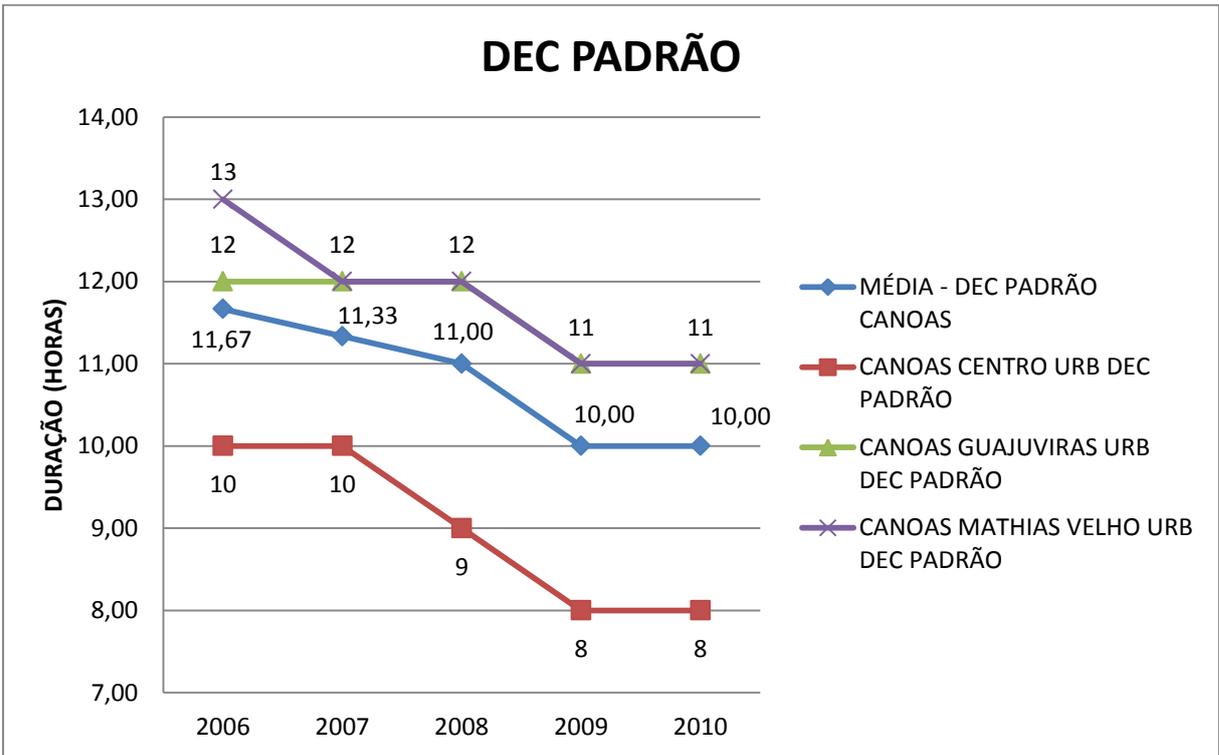


Gráfico 5. Evolução do Indicador DEC padrão em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

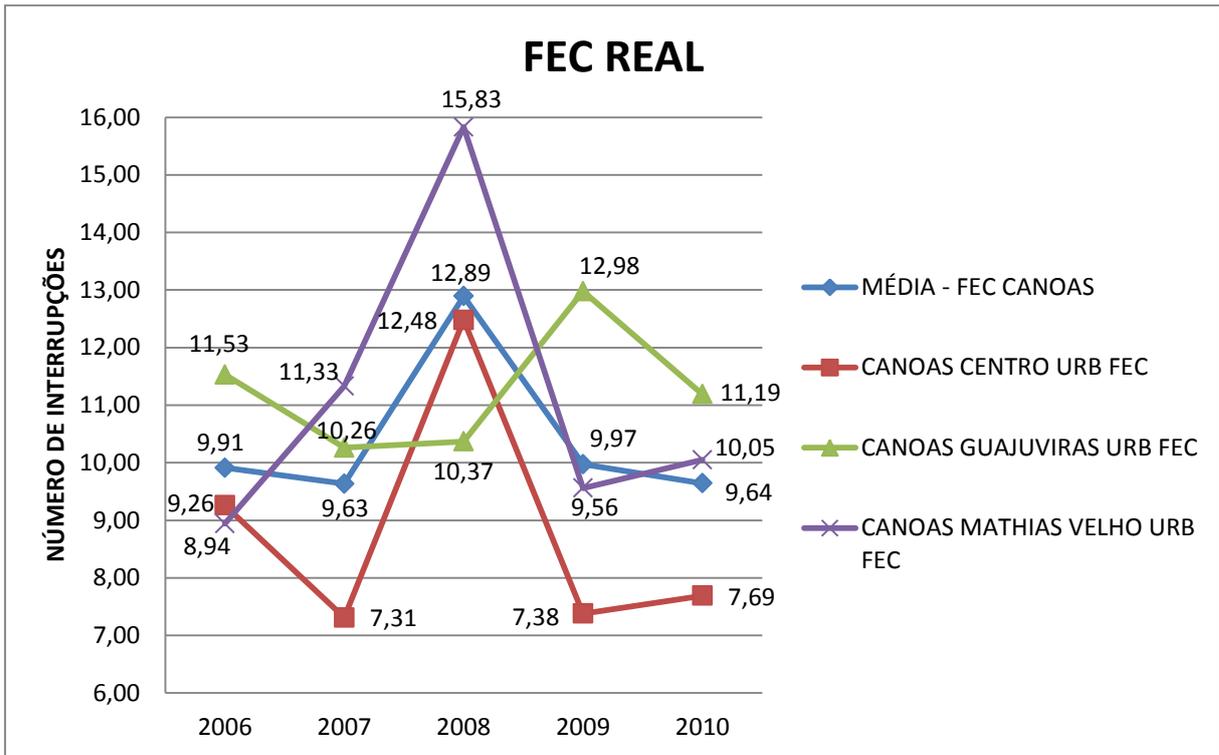


Gráfico 6. Evolução do Indicador FEC real em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

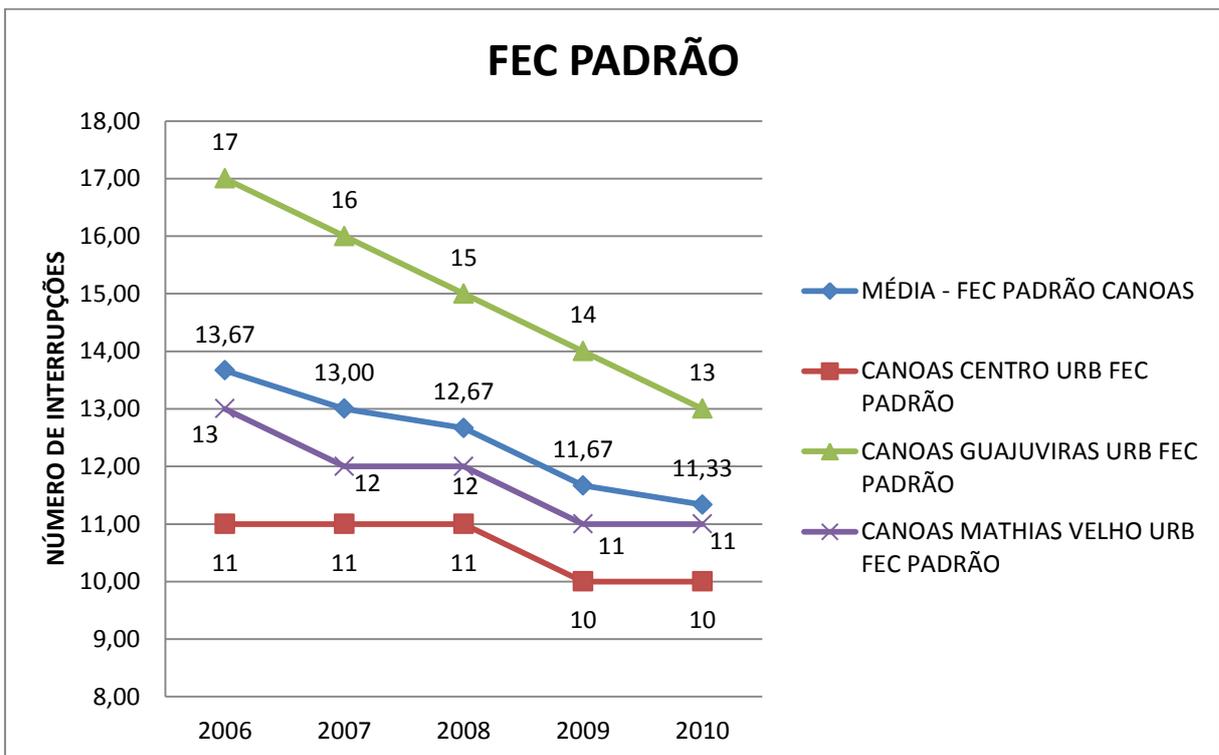


Gráfico 7. Evolução do Indicador FEC padrão em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O Gráfico 8 apresenta a evolução da média anual dos indicadores de continuidade DEC real versus padrão em Canoas no período de 2006 a 2010.

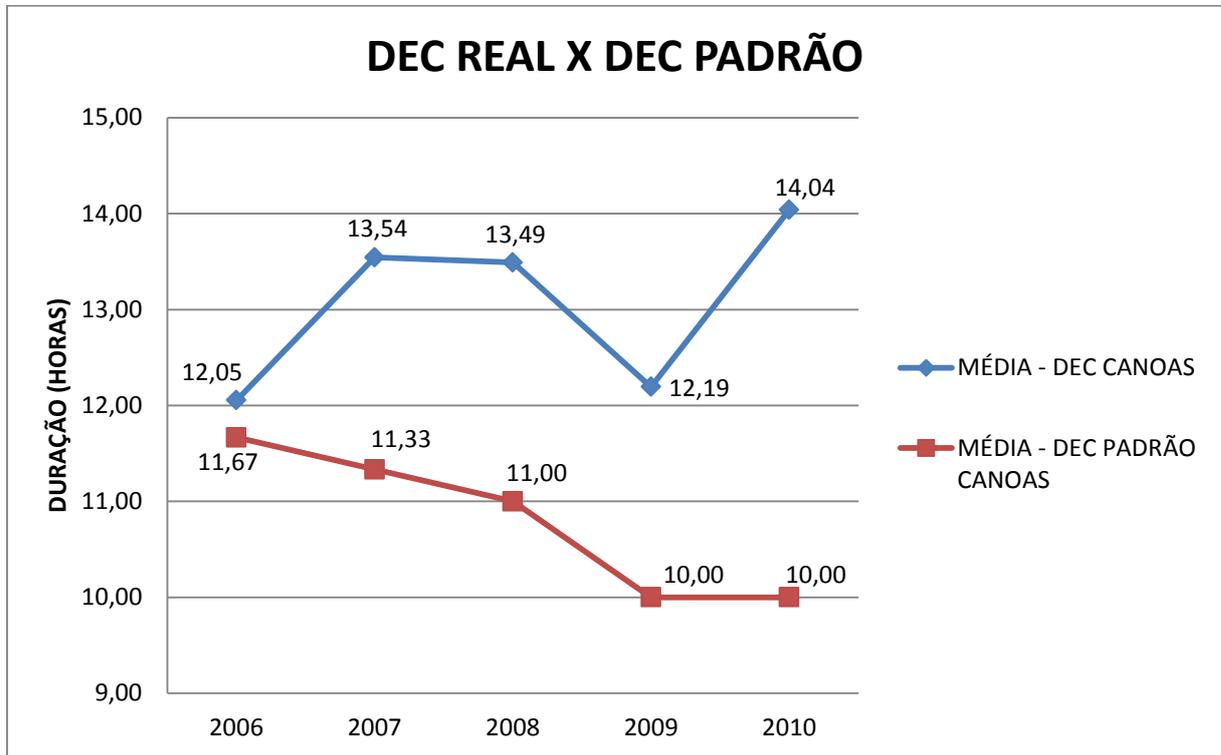


Gráfico 8. Média DEC real x padrão em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Nota-se que o DEC real manteve-se sempre acima do DEC padrão, o que mostra que em Canoas a qualidade de distribuição de energia esta abaixo do estabelecido pela ANEEL.

O Quadro 8 apresenta as médias do DEC real e DEC padrão, as quais foram comparadas e as suas diferenças utilizadas como parâmetros para mensurar a qualidade do serviço de distribuição de energia, quanto ao tempo de interrupção do fornecimento de energia. Convencionou-se que os valores positivos indicam pior desempenho na prestação do serviço.

DIFERENÇA PERCENTUAL ENTRE DEC REAL E PADRÃO EM CANOAS			
ANO	MÉDIA DEC	MÉDIA DEC PADRÃO	DIFERENÇA DEC (%⁶)
2006	12,05	11,67	0,38 (3,31%)
2007	13,54	11,33	2,21 (19,50%)
2008	13,49	11,00	2,49 (22,64%)
2009	12,19	10,00	2,19 (21,93%)
2010	14,04	10,00	4,04 (40,40%)

Quadro 8. Diferença Percentual das Médias do DEC real e padrão em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Observou-se uma queda na média do DEC padrão, em especial após a publicação do PRODIST em 2008. Entretanto, a média do DEC real não acompanhou esta evolução, oscilando sempre acima dos valores determinados pelo DEC padrão, em torno de 12 ou mais, o que pode justificar o aumento percentual discrepante no parâmetro utilizado para análise do serviço.

No período analisado, observou-se que o parâmetro utilizado foi positivo em todos os anos. Em 2006 era de 3,31% e em 2010 de 40,4%, o que representa um crescimento de 37,09% na interrupção do fornecimento de energia elétrica, isso indica uma não conformidade às normas de qualidade de distribuição de energia regulamentadas pela ANEEL.

O Gráfico 9 apresenta a evolução da média anual dos indicadores de continuidade FEC real versus padrão em Canoas no período de 2006 a 2010.

⁶ DIFERENÇA % calculada através de: $x_{\%} = \left(1 - \frac{x_1}{x_2}\right) * 100$

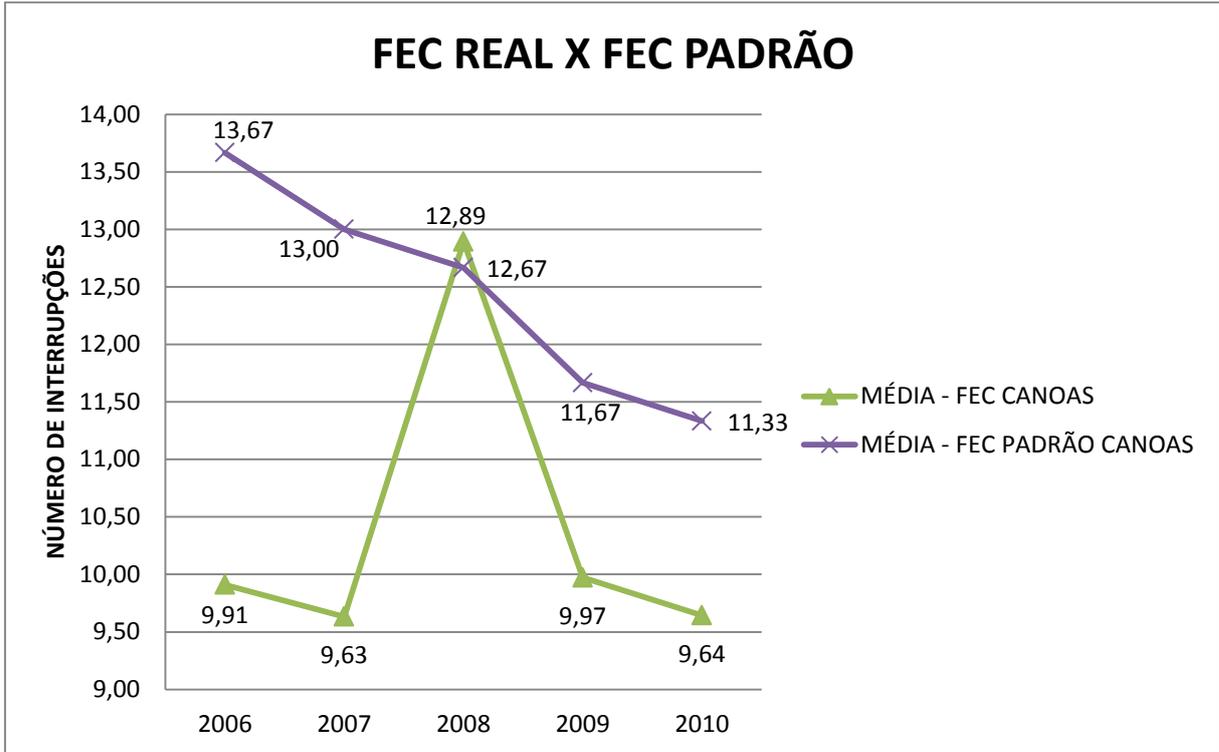


Gráfico 9. Média FEC real x padrão em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Observa-se que o FEC real manteve-se abaixo do FEC padrão, com exceção do ano de 2008. A comparação das médias mostra que em Canoas a qualidade de distribuição de energia em relação ao FEC está dentro das normas estabelecidas pela ANEEL.

O Quadro 9 apresenta as médias do FEC real e FEC padrão, as quais foram comparadas e as suas diferenças utilizadas como parâmetros para mensurar a qualidade do serviço de distribuição de energia, quanto a frequência das interrupções do fornecimento de energia. Convencionou-se que os valores positivos indicam um pior desempenho na prestação do serviço e os negativos um melhor desempenho.

DIFERENÇA PERCENTUAL ENTRE FEC REAL E PADRÃO EM CANOAS			
ANO	MÉDIA FEC	MÉDIA FEC PADRÃO	DIFERENÇA FEC (%)
2006	9,91	13,67	-3,76 (27,49%)
2007	9,63	13,00	-3,37(25,90%)
2008	12,89	12,67	0,22 (1,79%)
2009	9,97	11,67	-1,7 (14,51%)
2010	9,64	11,33	-1,69 (14,91%)

Quadro 9. Diferença Percentual das Médias do FEC real e padrão em Canoas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

No período analisado, com exceção de 2008, a média do FEC real ficou entre 9,5 e 10, mantendo-se abaixo do FEC padrão, o que conseqüentemente indica qualidade do serviço neste aspecto. Entretanto, o valor estipulado pelo FEC padrão diminuiu com o passar dos anos, isso pode justificar a piora no desempenho do indicador quando comparado ao início do período analisado.

5.2 Caxias do Sul

Caxias do Sul é formada apenas por um conjunto de unidade consumidora denominada Caxias e é atendida pela empresa RGE.

5.2.1 Evolução do Número de Consumidores de Energia em Caxias do Sul

No Quadro 10 serão apresentados os dados do número de consumidores na unidade consumidora de Caxias do Sul.

Nº DE CONSUMIDORES DE ENERGIA EM CAXIAS DO SUL	
ANO	CAXIAS
2006	145.880
2007	151.040
2008	156.984
2009	162.672
2010	168.734

Quadro 10. Nº de Consumidores da Unidade Consumidora de Caxias do Sul de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O Gráfico 10 mostra a evolução do número de consumidores de energia em Caxias do Sul no período de 2006 a 2010.

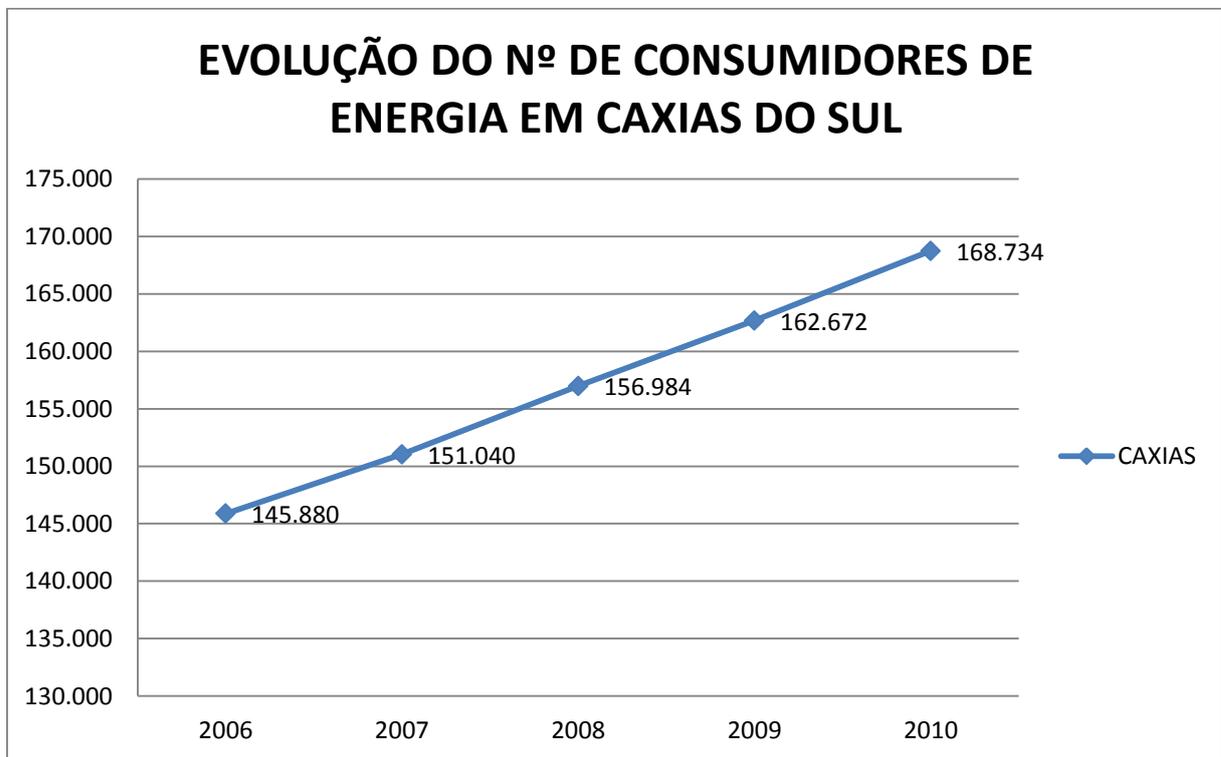


Gráfico 10. Evolução do Nº de Consumidores de Energia na Unidade Consumidora de Caxias do Sul de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Os dados mostram que a unidade consumidora de Caxias do Sul teve um crescimento no número de consumidores de energia elétrica no período analisado, pois em 2006, Caxias do Sul apresentava 145.880 consumidores de energia elétrica e em 2010 um total de 168.734. Esses dados mostram um aumento de 22.854 (15,67%) de consumidores na cidade.

5.2.2 *Indicadores de Continuidade DEC e FEC em Caxias do Sul*

O Quadro 11 apresenta o histórico dos indicadores de continuidade DEC e FEC da unidade consumidora Caxias no período de 2006 a 2010.

DEC E FEC EM CAXIAS DO SUL				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
2006	8,73	14	6,46	13
2007	7,42	13	6,27	12
2008	7,25	12	4,75	11
2009	8,19	9	6,17	9
2010	7,5	9	5,5	9

Quadro 11. Indicadores DEC e FEC em Caxias do Sul de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O Quadro 11 mostra que na unidade consumidora Caxias, tanto DEC quanto FEC se mantiveram dentro dos padrões exigidos pela ANEEL.

O Gráfico 11 apresenta a evolução anual dos indicadores de continuidade DEC real versus padrão em Caxias do Sul no período de 2006 a 2010.

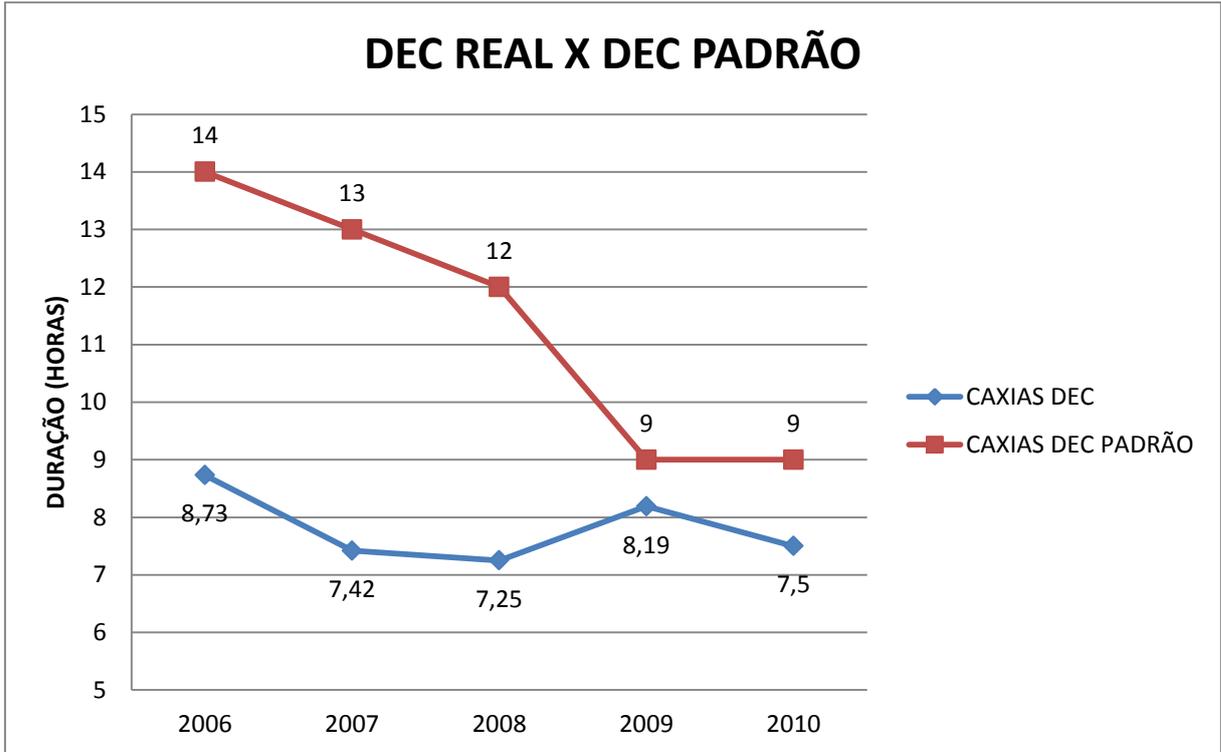


Gráfico 11. Evolução do Indicador DEC em Caxias do Sul de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Nota-se que o DEC real manteve-se sempre abaixo do DEC padrão, mostrando que em Caxias do Sul a qualidade de distribuição de energia de acordo com os padrões estabelecidos pela ANEEL.

O Quadro 12 apresenta os indicadores DEC real, DEC padrão e também a diferença DEC, utilizada para mensurar a qualidade do serviço de distribuição de energia, conforme fora abordado método de análise na cidade de Canoas.

DIFERENÇA PERCENTUAL ENTRE DEC REAL E PADRÃO EM CAXIAS DO SUL			
ANO	DEC	DEC PADRÃO	DIFERENÇA DEC (%)
2006	8,73	14	-5,27 (37,64%)
2007	7,42	13	-5,58 (42,92%)
2008	7,25	12	-4,75 (39,58%)
2009	8,19	9	-0,81 (9,00%)
2010	7,5	9	-1,5 (16,67%)

Quadro 12. Diferença Percentual do DEC real e padrão em Caxias do Sul de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O indicador DEC real manteve-se dentro dos padrões estabelecidos pela ANEEL.

Houve uma redução no valor de referência do indicador DEC padrão, significativamente a partir de 2009 após a implantação do PRODIST.

No período analisado, o parâmetro utilizado foi negativo em todos os anos, o que mostra que o serviço de fornecimento de energia elétrica está em conformidade com as normas de qualidade de distribuição de energia regulamentadas pela ANEEL.

O Gráfico 12 apresenta a evolução anual do indicador de continuidade FEC real versus padrão em Caxias do Sul no período de 2006 a 2010.

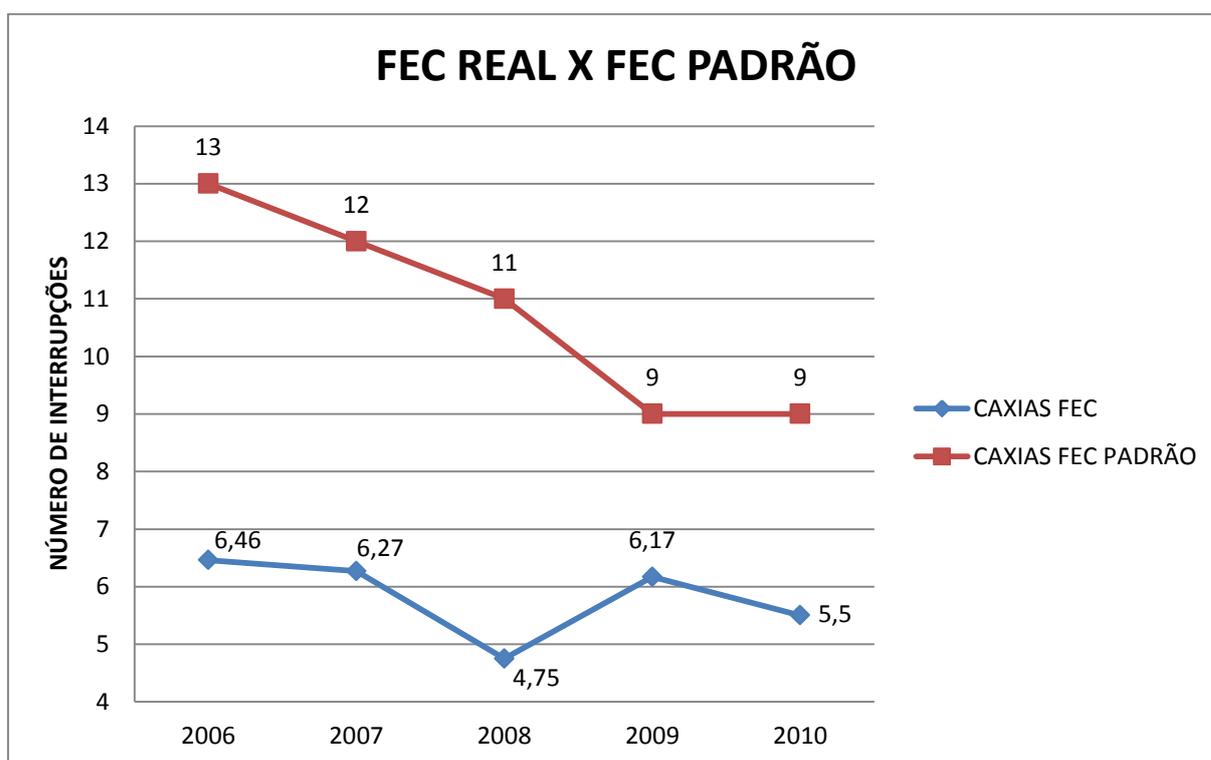


Gráfico 12. Evolução do Indicador FEC em Caxias do Sul de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

De acordo com o gráfico o FEC real manteve-se abaixo do FEC padrão, o que mostra que a qualidade de distribuição de energia em relação ao número de interrupções está dentro das normas estabelecidas pela ANEEL.

O Quadro 13 apresenta os indicadores FEC real, FEC padrão e também a diferença FEC, utilizada para mensurar a qualidade do serviço de distribuição de energia, conforme fora abordado método de análise na cidade de Canoas.

DIFERENÇA PERCENTUAL ENTRE FEC REAL E PADRÃO EM CAXIAS DO SUL			
ANO	FEC	FEC PADRÃO	DIFERENÇA FEC (%)
2006	6,46	13	-6,54 (50,31%)
2007	6,27	12	-5,73 (47,75%)
2008	4,75	11	-6,25 (56,82%)
2009	6,17	9	-2,83 (31,44%)
2010	5,5	9	-3,5 (38,89%)

Quadro 13. Diferença Percentual do FEC real e padrão em Caxias do Sul de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

A Diferença FEC foi negativa em todos os anos, o que expõem que o serviço de fornecimento de energia elétrica está em acordo com as normas de qualidade de distribuição de energia regulamentadas pela ANEEL.

5.3 Pelotas

Pelotas é atendida pela empresa CEEE-D e até 2010 a cidade dividida em três conjuntos de unidades consumidoras de energia: Pelotas - R, Pelotas Centro/Leste U e Pelotas Norte/Oeste U. A partir deste ano, a cidade passou a ser dividida em quatro conjuntos de unidades consumidoras de energia: Pelotas 1, Pelotas 2, Pelotas 3 e Pelotas 4. Os dados referentes ao ano de 2010 serão exibidos de forma separada, porém como o estudo baseia-se na média dos indicadores, a média obtida em 2010 será incluída na análise dos dados.

5.3.1 Evolução do Número de Consumidores de Energia em Pelotas

No Quadro 14 serão apresentados os dados do número de consumidores por unidade consumidora da cidade de Pelotas no período de 2006 a 2009.

Nº DE CONSUMIDORES DE ENERGIA EM PELOTAS				
ANO	PELOTAS - R	PELOTAS CENTRO/LESTE U	PELOTAS NORTE/OESTE U	TOTAL
2006	8.945	56.593	53.161	118.699
2007	9.278	57.632	54.645	121.555
2008	9.551	58.363	55.878	123.792
2009	9.578	57.982	57.156	124.716

Quadro 14. Nº de Consumidores por Unidade Consumidora em Pelotas de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Os dados mostram que as três unidades consumidoras da cidade tiveram um crescimento no número de consumidores de energia no período de 2006 a 2009, sendo que:

- Pelotas - R apresentou um crescimento de 7,1%;
- Pelotas Centro/Leste U de 2,45%;
- Pelotas Norte/Oeste U de 7,5%.

No Quadro 15 serão apresentados os dados do número de consumidores de energia da cidade de Pelotas em 2010.

Nº DE CONSUMIDORES DE ENERGIA EM PELOTAS EM 2010	
Conjunto	Nº Consumidores
PELOTAS 1	38.797
PELOTAS 2	73.983
PELOTAS 3	16.337
PELOTAS 4	12.051

Quadro 15. Nº de Consumidores por Unidade Consumidora em Pelotas em 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

No ano de 2006, Pelotas apresentava 118.699 consumidores de energia elétrica e em 2010, um total de 141.168. Esses dados mostram um aumento de 22.469 (18,93%) de consumidores de energia na cidade.

O Gráfico 13 mostra a evolução do número de consumidores de energia em Pelotas no período de 2006 a 2009.

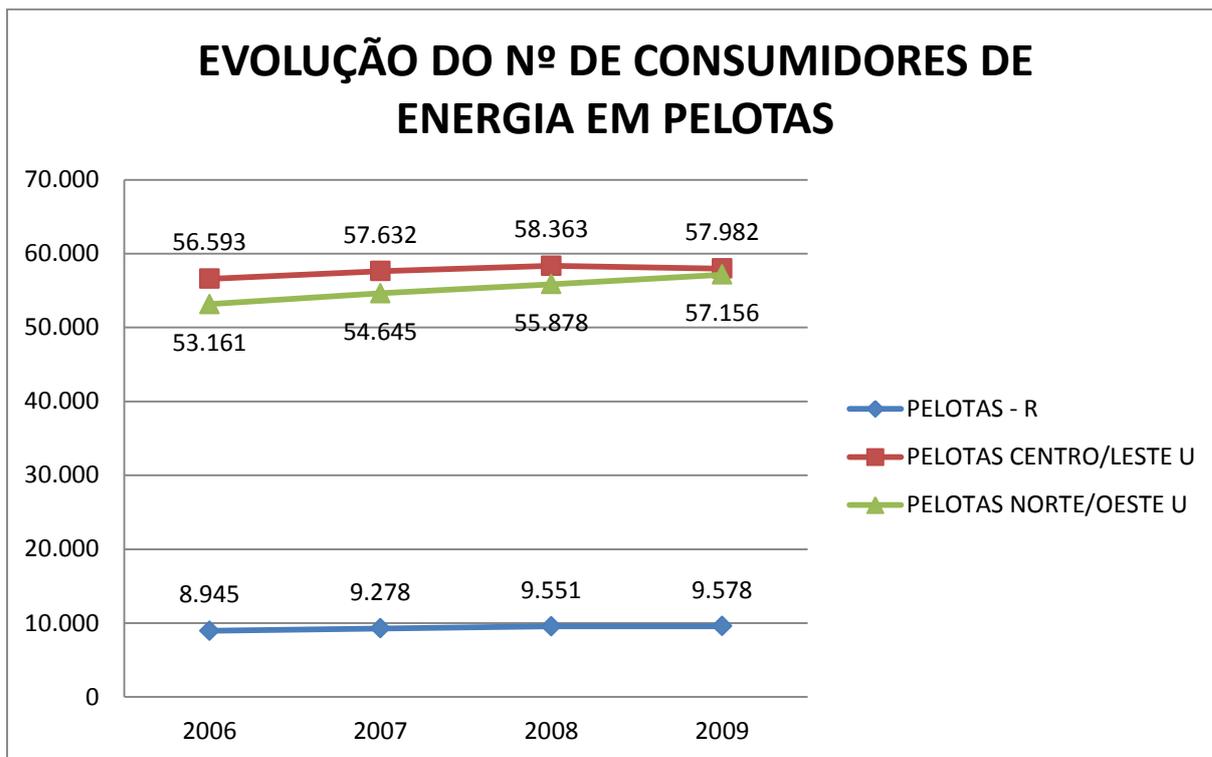


Gráfico 13. Evolução do Nº de Consumidores de Energia por Unidade Consumidora em Pelotas de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

5.3.2 Indicadores de Continuidade DEC e FEC em Pelotas

Os Quadros 16, 17 e 18 apresentam os valores dos indicadores de continuidade DEC e FEC das unidades consumidoras de energia no período de 2006 a 2009 e o Quadro 19 de 2010.

DEC E FEC EM PELOTAS - R				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
2006	103,26	58	43,54	35
2007	74,38	57	34,81	34
2008	79,09	55	30,87	33
2009	106,7	56	40,48	34

Quadro 16. Indicadores DEC e FEC em Pelotas - R de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O Quadro 16 mostra que na unidade consumidora Pelotas – R não conseguiu manter o indicador DEC abaixo do recomendado, sempre superando negativamente a meta imposta. Um comportamento semelhante foi observado no indicador FEC, onde apenas em 2008 não houve transgressão do limite.

DEC E FEC EM PELOTAS CENTRO/LESTE U				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
2006	16,89	14	18,92	14
2007	17,99	13	16,05	13
2008	15,25	13	14,64	13
2009	11,67	11	9,58	14

Quadro 17. Indicadores DEC e FEC em Pelotas Centro/Leste U de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

No Quadro 17, que mostra a unidade consumidora Pelotas Centro/Leste U, também ocorreu à transposição dos limites do DEC padrão e FEC Padrão em todos os anos, com exceção do FEC em 2009.

DEC E FEC EM PELOTAS NORTE/OESTE U				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
2006	21,67	17	19,36	14
2007	11,7	16	12,89	14
2008	13,35	16	12,54	13
2009	9,77	11	9,52	13

Quadro 18. Indicadores DEC e FEC em Pelotas Norte/Oeste U de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Diferentemente das outras unidades consumidoras, Pelotas Norte/Oeste U (Quadro 18), apenas em 2006 superou os limites de seu padrão, tanto para DEC como FEC.

O Quadro 19 apresenta os dados após a mudança na estrutura organizacional das unidades consumidoras em Pelotas (2010).

DEC E FEC EM PELOTAS EM 2010				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
PELOTAS 1	12,92	11	16,2	11
PELOTAS 2	9,24	11	9,85	11
PELOTAS 3	53,7	31	27,74	21
PELOTAS 4	93,67	31	42,93	21

Quadro 19. Indicadores DEC e FEC em Pelotas em 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

No ano de 2010 as unidades Pelotas 1, 3 e 4 superaram negativamente ambos indicadores DEC e FEC padrões, enquanto Pelotas 2 manteve-se abaixo dos padrões.

O Quadro 20 apresenta a média anual dos indicadores de continuidade DEC e FEC na cidade de Pelotas no período de 2006 a 2010.

MÉDIA DOS INDICADORES DEC E FEC EM PELOTAS				
ANO	DEC	DEC PADRÃO	FEC	FEC PADRÃO
2006	47,27	29,67	27,27	21,00
2007	34,69	28,67	21,25	20,33
2008	35,90	28,00	19,35	19,67
2009	42,71	26,00	19,86	20,33
2010	42,38	21,00	24,18	16,00

Quadro 20. Média dos Indicadores DEC e FEC em Pelotas de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Os gráficos a seguir apresentam a evolução dos indicadores DEC e FEC das unidades consumidoras de energia de Pelotas de 2006 a 2009, comparando-os as médias anuais apresentadas no Quadro 20.

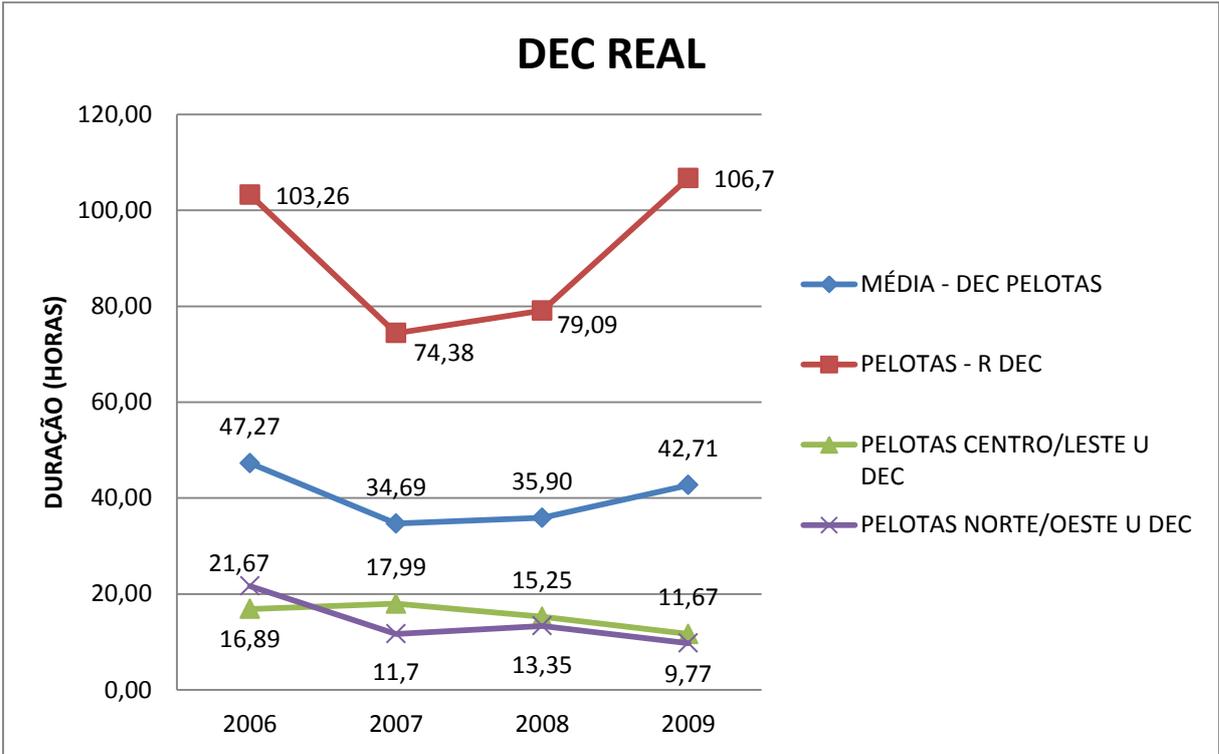


Gráfico 14. Evolução do Indicador DEC real em Pelotas de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

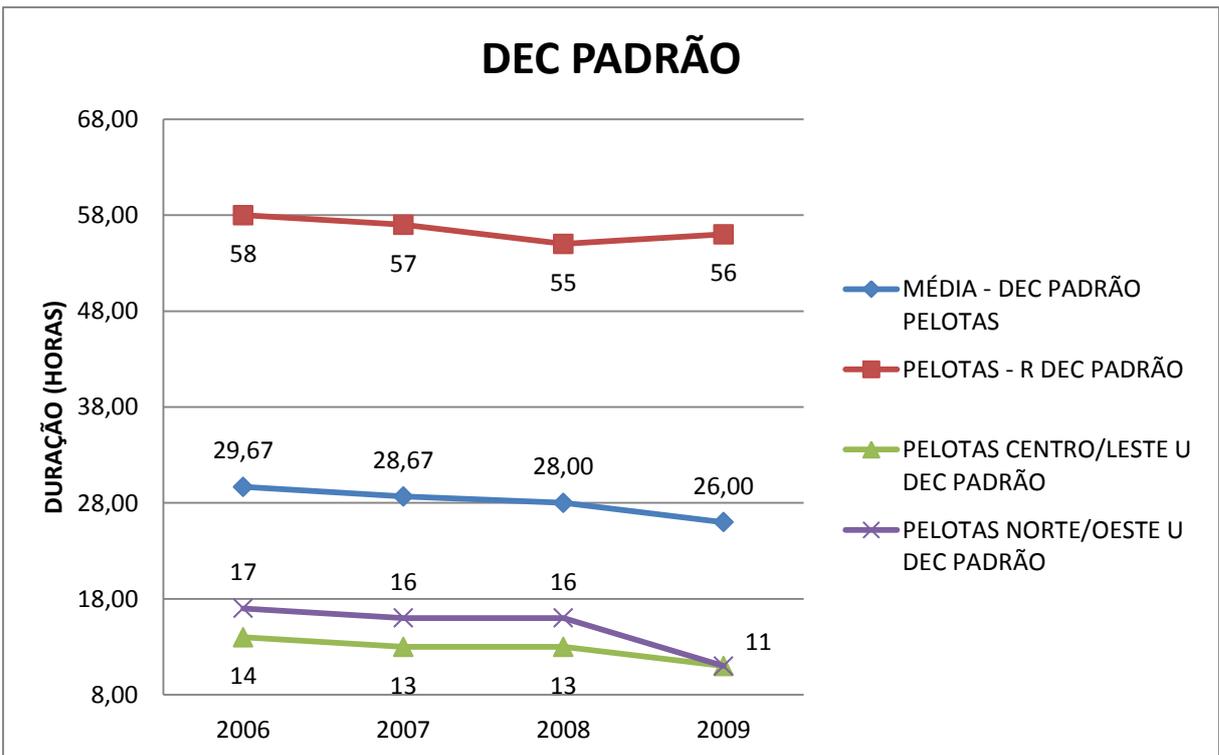


Gráfico 15. Evolução do Indicador DEC padrão em Pelotas de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

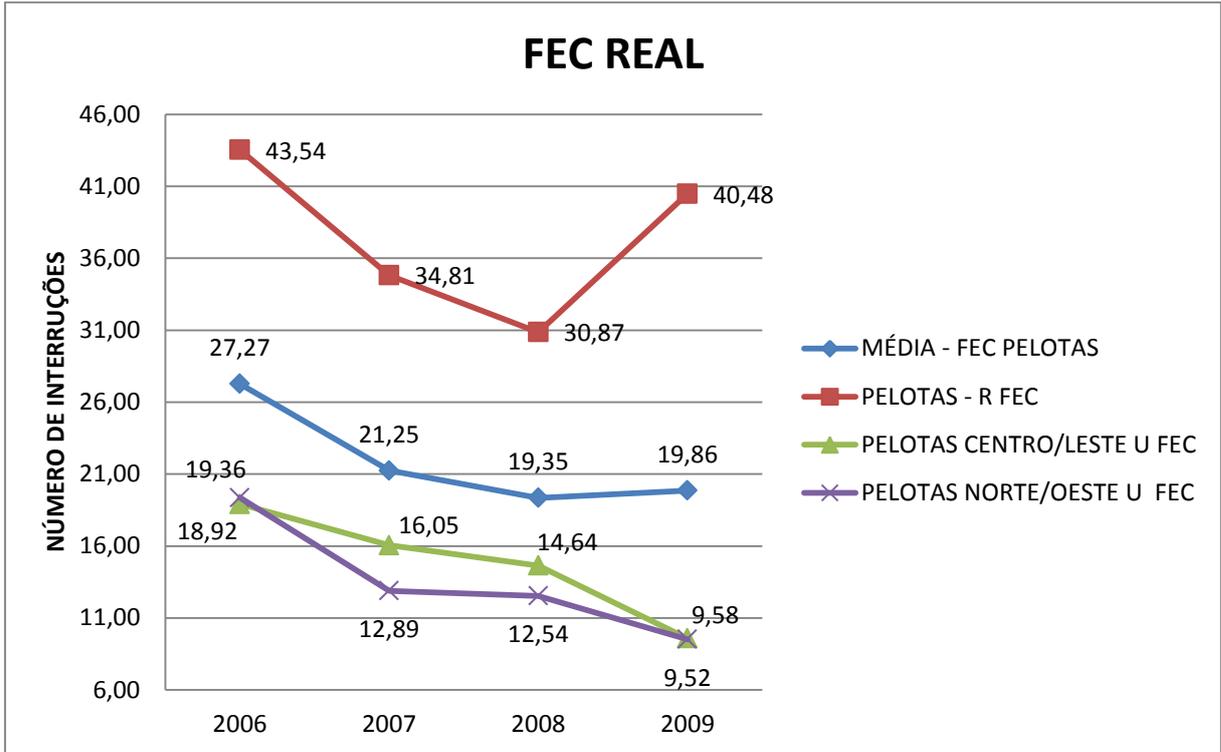


Gráfico 16. Evolução do Indicador FEC real em Pelotas de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

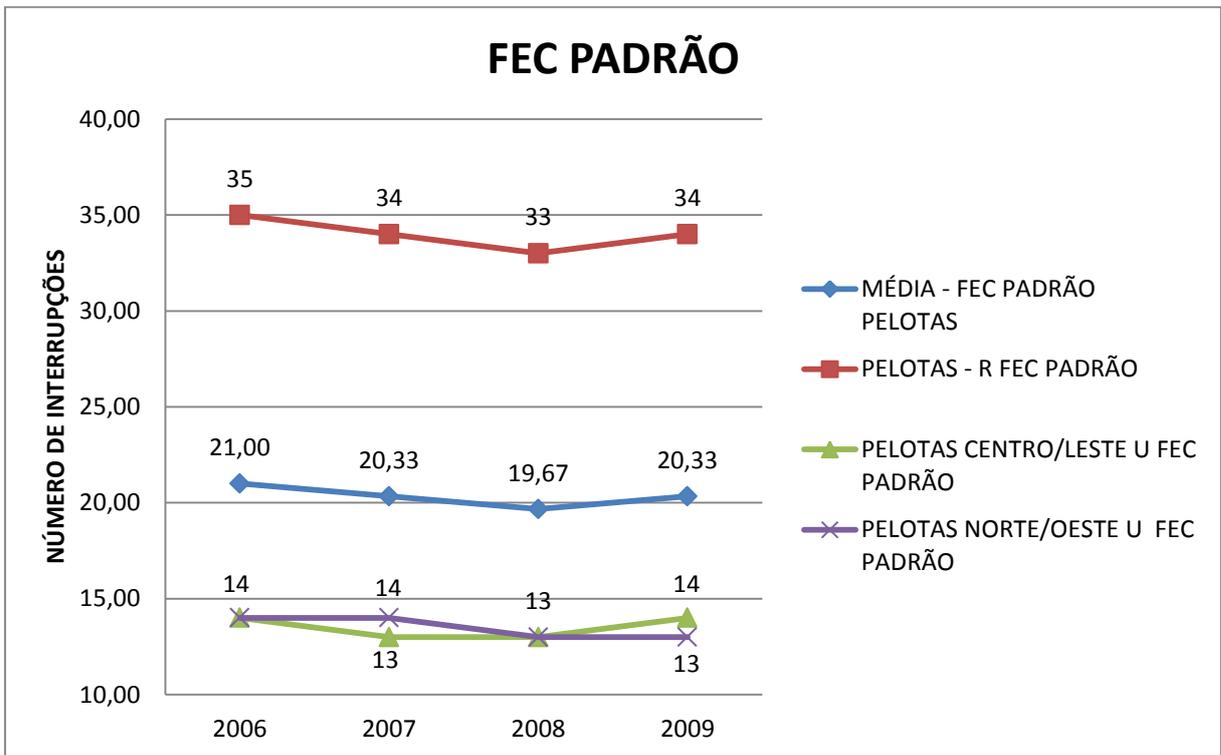


Gráfico 17. Evolução do Indicador FEC padrão em Pelotas de 2006 a 2009

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O Gráfico 18 apresenta a evolução da média anual dos indicadores de continuidade DEC real versus padrão em Pelotas no período de 2006 a 2010.

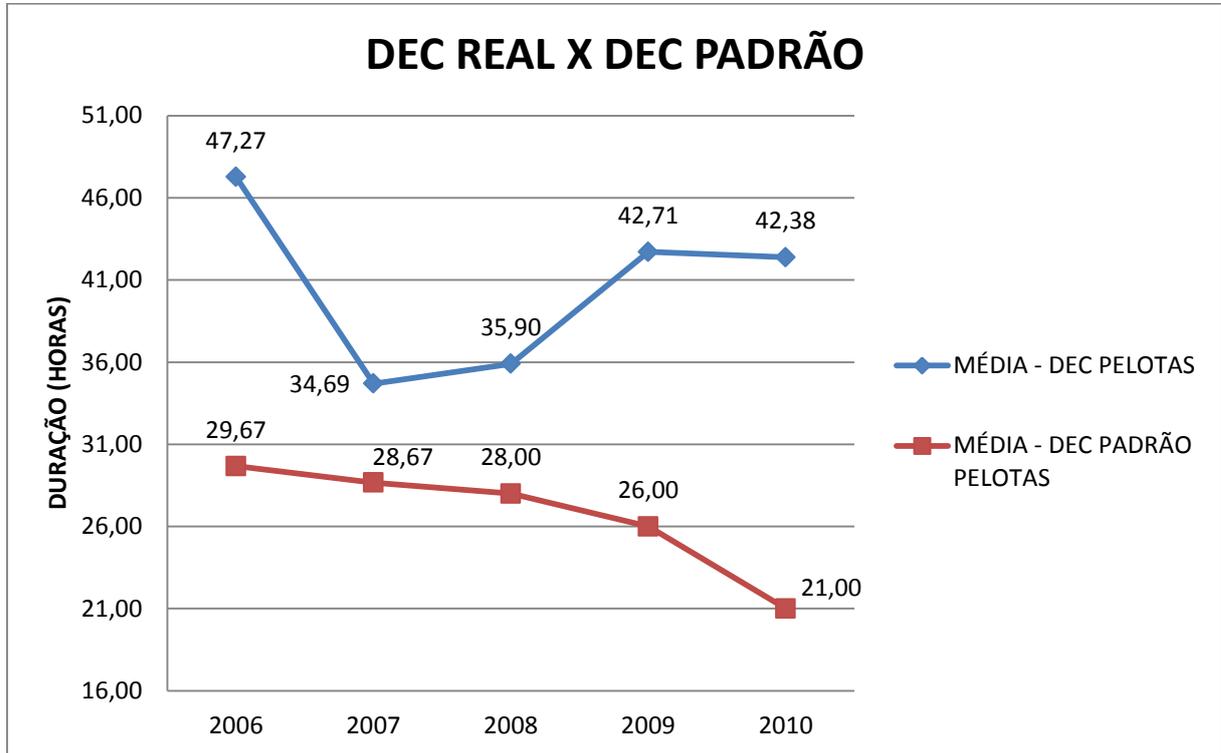


Gráfico 18. Média DEC real x padrão em Pelotas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Nota-se que o DEC real manteve-se sempre acima do DEC padrão, o que mostra que em Pelotas a qualidade de distribuição de energia em relação à duração das interrupções está aquém do estabelecido pela ANEEL.

O Quadro 21 apresenta as médias dos indicadores DEC real, DEC padrão e a diferença DEC, informação esta, utilizada como parâmetro na análise da qualidade do serviço de distribuição de energia em Pelotas, conforme fora abordado método de análise nas cidades anteriores.

DIFERENÇA PERCENTUAL ENTRE DEC REAL E PADRÃO EM PELOTAS			
ANO	MÉDIA DEC	MÉDIA DEC PADRÃO	DIFERENÇA % DEC
2006	47,27	29,67	17,6 (59,35%)
2007	34,69	28,67	6,02 (21,01%)
2008	35,90	28,00	7,9 (28,20%)
2009	42,71	26,00	16,71 (64,28%)
2010	42,38	21,00	21,38 (101,80%)

Quadro 21. Diferença Percentual das Médias do DEC real e padrão em Pelotas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Seguindo a mesma tendência já exposta nas cidades anteriores, houve uma queda na média do DEC padrão, com maior ênfase após a publicação do PRODIST em 2008.

No período analisado, o parâmetro (Diferença DEC) foi positivo em todos os anos e seu valor ficou sempre acima dos 20%, com crescente piora na qualidade no serviço prestado de fornecimento de energia elétrica, ao ponto que em 2010 o indicador chegou a mais de 100% em relação ao seu padrão. Esta diferença tão abrupta pode estar justificada no fato de que o DEC real manteve-se estável (2009-2010), enquanto o DEC padrão teve uma redução considerável.

O Gráfico 19 apresenta a evolução da média anual dos indicadores de continuidade FEC real versus padrão em Pelotas no período de 2006 a 2010.

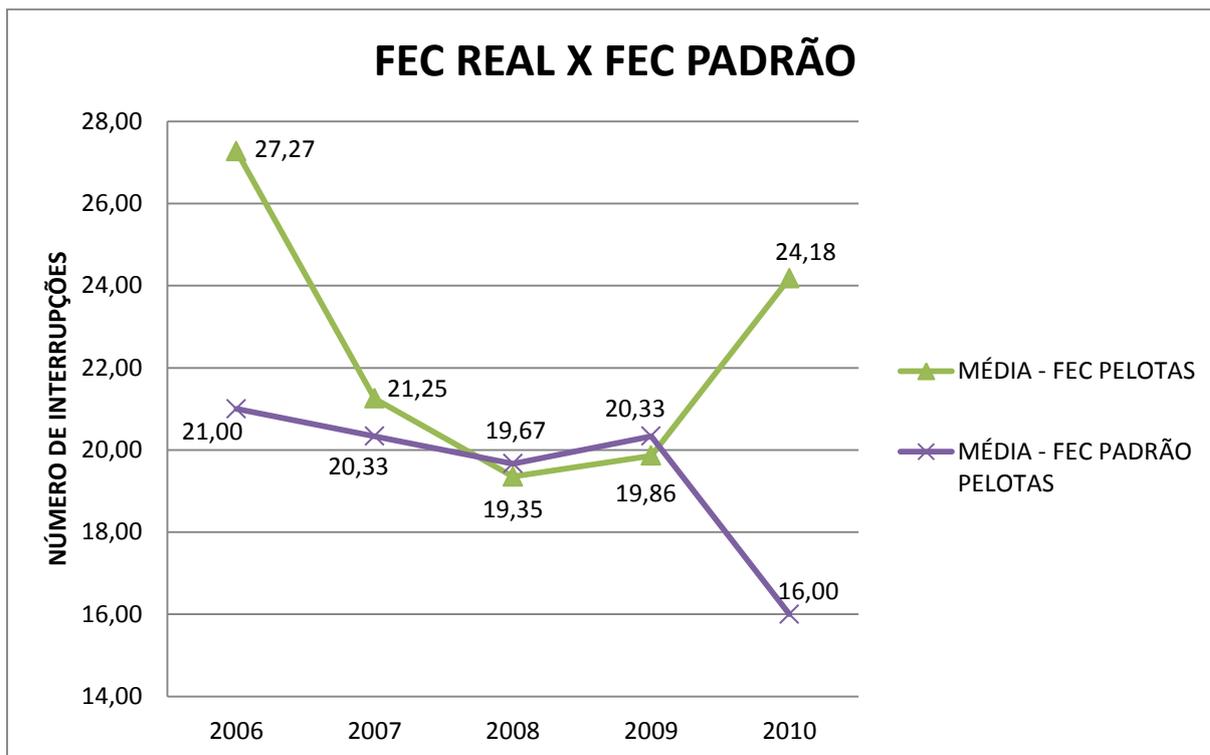


Gráfico 19. Média FEC real x padrão em Pelotas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

O FEC real manteve-se em níveis abaixo do FEC padrão em 2008 e 2009. Percebe-se que o indicador melhorou seu desempenho até 2008 e a partir de 2009 passou a regredir.

O Quadro 22 apresenta as médias do FEC real e FEC padrão e as suas diferenças, as quais foram utilizadas conforme método de análise aplicado nas cidades anteriores.

DIFERENÇA PERCENTUAL ENTRE FEC REAL E PADRÃO EM PELOTAS			
ANO	MÉDIA FEC	MÉDIA FEC PADRÃO	DIFERENÇA % FEC
2006	27,27	21,00	6,27 (29,87%)
2007	21,25	20,33	0,92 (4,51%)
2008	19,35	19,67	-0,32 (1,61%)
2009	19,86	20,33	-0,47 (2,33%)
2010	24,18	16,00	8,18 (51,13%)

Quadro 22. Diferença Percentual das Médias do FEC real e padrão em Pelotas de 2006 a 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

No período analisado, observa-se que a média do FEC real evoluiu até atingir patamares abaixo do FEC padrão, o que indica uma melhora na qualidade do serviço no aspecto do número de interrupções até 2009.

A diferença FEC passou de 29,87% (2006) para 1,61% (2008), entretanto, em 2009 a diferença FEC volta a subir e em 2010 alcança o pior desempenho do período, ficando 51,13% superior ao padrão, evidenciando que o serviço de fornecimento de energia elétrica está em desacordo com as normas de qualidade de distribuição de energia regulamentadas pela ANEEL.

5.4 Penalidades em relação às transgressões dos indicadores DEC e FEC

Quando a concessionária de energia não consegue cumprir as metas impostas pelos indicadores DEC e FEC padrões ela paga compensações devido a transgressões dos indicadores de continuidade na sua área de concessão. Esta compensação deve ser paga através de crédito na fatura de energia [16]. Os Quadros 23, 24 e 25 trazem o número de compensações e o valor total pago em 2010 pelas concessionárias de energia elétricas citadas: AES Sul, RGE e CEEE-D, respectivamente.

Nº de Compensações TOTAL	Compensação TOTAL R\$
1.449.845	R\$9.697.242,57

Quadro 23. Compensações pagas em 2010 pela AES Sul

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Nº de Compensações TOTAL	Compensação TOTAL R\$
1.649.468	R\$ R\$ 6.266.465,68

Quadro 24. Compensações pagas em 2010 pela RGE

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Nº de Compensações TOTAL	Compensação TOTAL R\$
2.874.954	R\$13.108.585,69

Quadro 25. Compensações pagas em 2010 pela CEEE-D

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Os Gráficos 20 e 21 mostram o comparativo entre as cidades em relação ao número de compensações e os valores pagos.

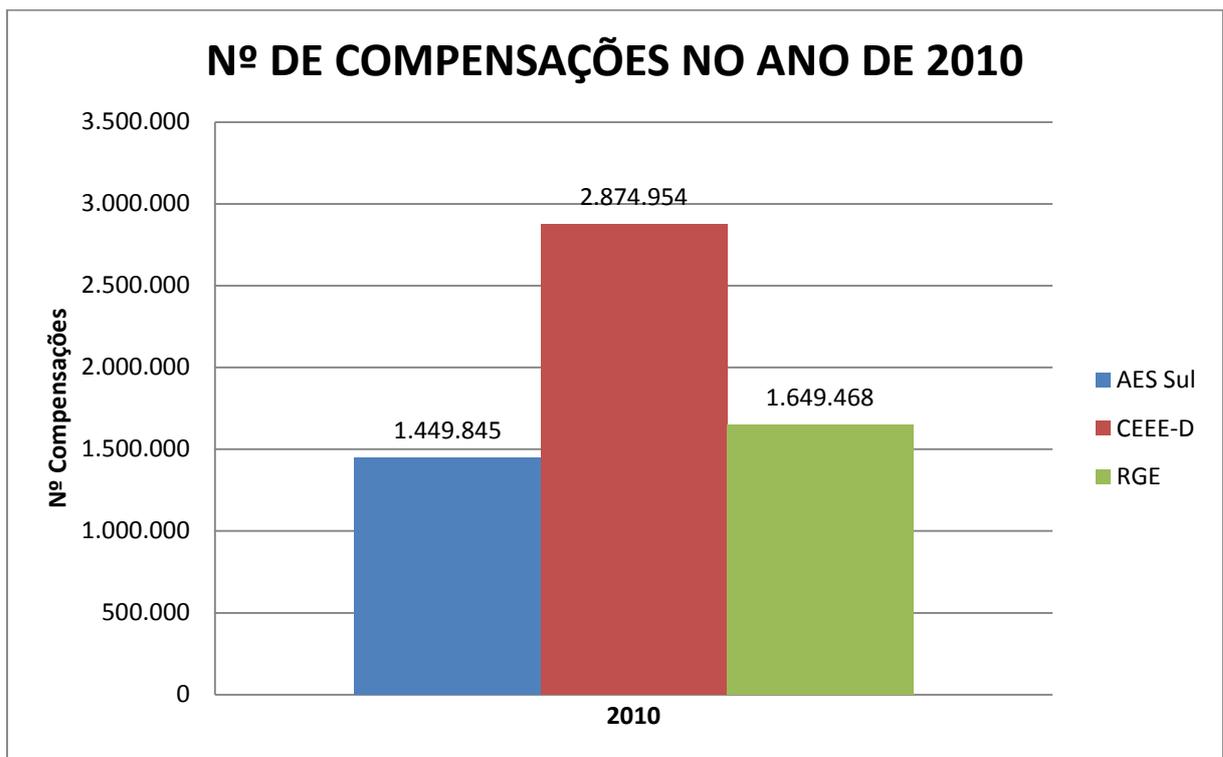


Gráfico 20. Nº de compensações no ano de 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

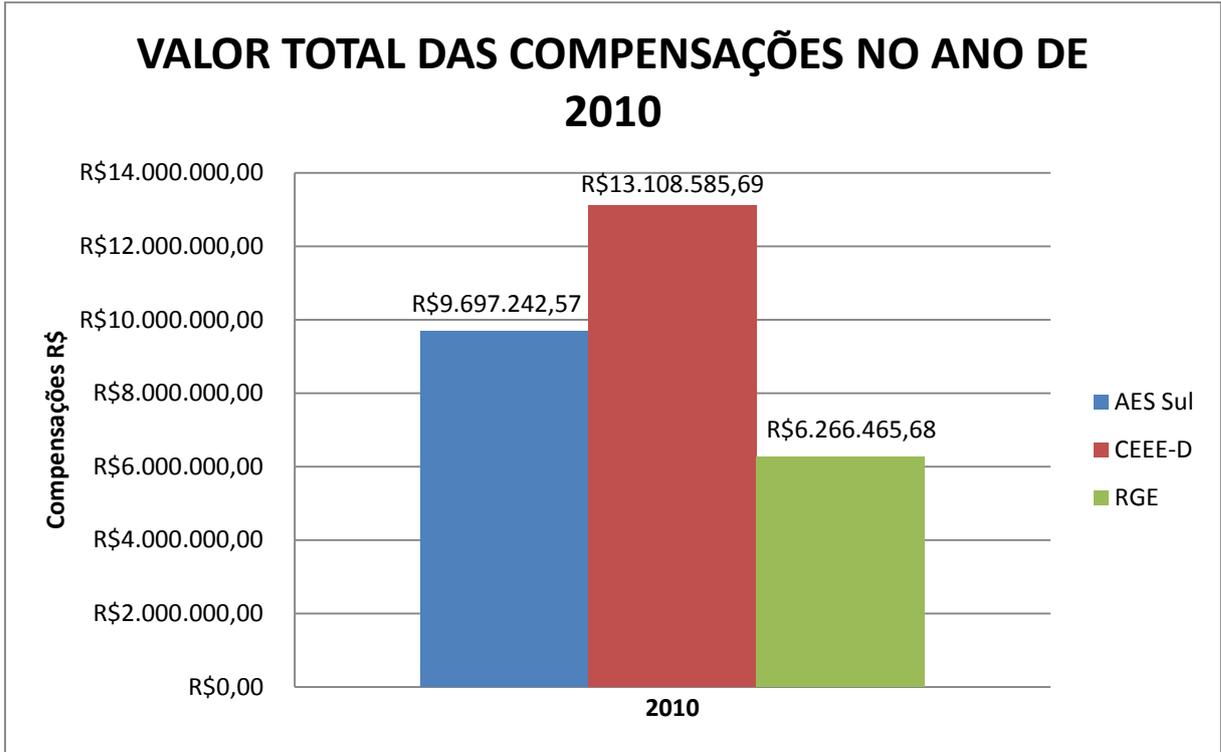


Gráfico 21. Valor total das compensações no ano de 2010

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Tomando por base o menor valor pago em compensações (RGE), observamos que as outras duas empresas (AES Sul e CEEE-D) pagaram respectivamente 54,74% (R\$ 3.430.776,89) e 109,18% (R\$ 6.842.220,01) a mais deste valor.

5.5 Comparativo entre as cidades de Canoas, Caxias do Sul e Pelotas

O perfil da qualidade do serviço de distribuição de energia das concessionárias AES Sul, RGE e CEEE-D foi traçado através da análise dos indicadores DEC e FEC das cidades vistas anteriormente.

O Gráfico 22 apresenta a Diferença DEC (%) entre as três cidades analisadas.

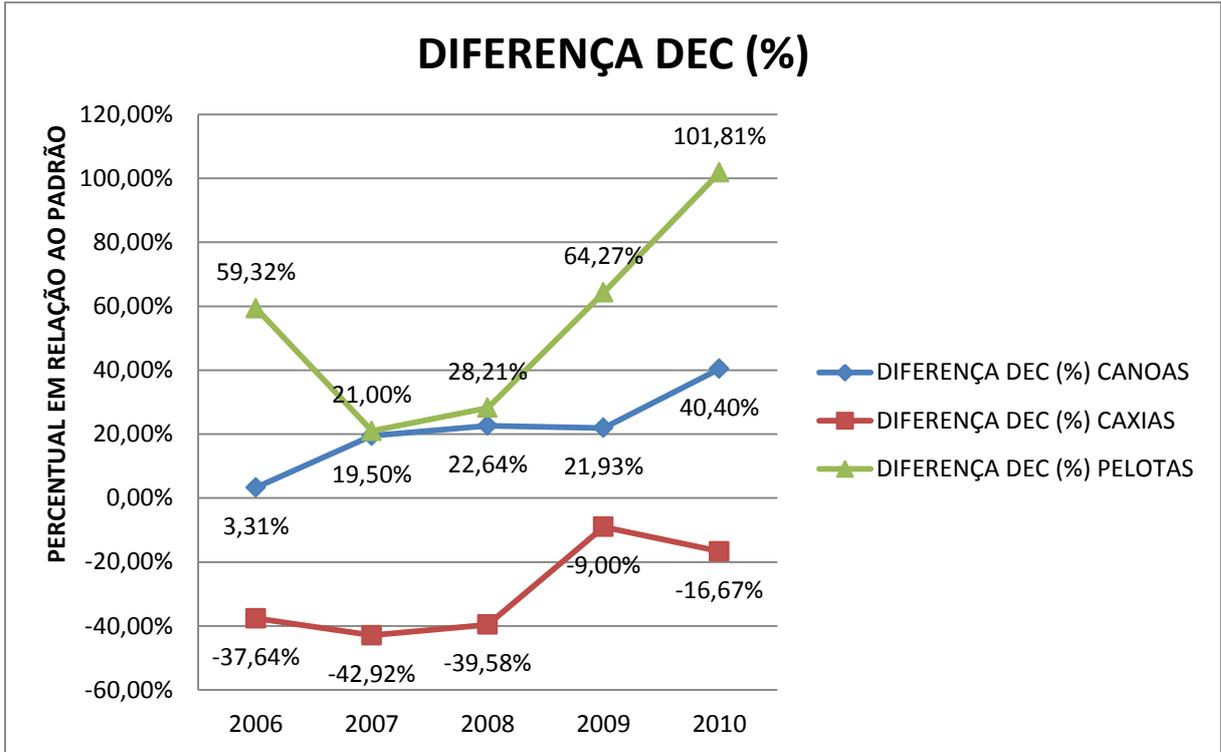


Gráfico 22. Diferenças percentuais entre o indicador DEC real e padrão

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

A Diferença DEC (%), nos últimos cinco anos, não atendeu as normas estabelecidas pela ANEEL nas cidades de Pelotas e Canoas, isso se observa através das curvas do gráfico. Pelotas teve o pior desempenho quando comparada a Canoas e Caxias do Sul, e esta última foi a única que atendeu de forma ininterrupta os padrões estabelecidos.

A análise anual permite perceber que houve uma piora no desempenho do indicador DEC no final do período analisado, sendo que isso se agravou após a publicação do PRODIST em 2008.

O Gráfico 23 apresenta a Diferença FEC (%) entre as três cidades analisadas.

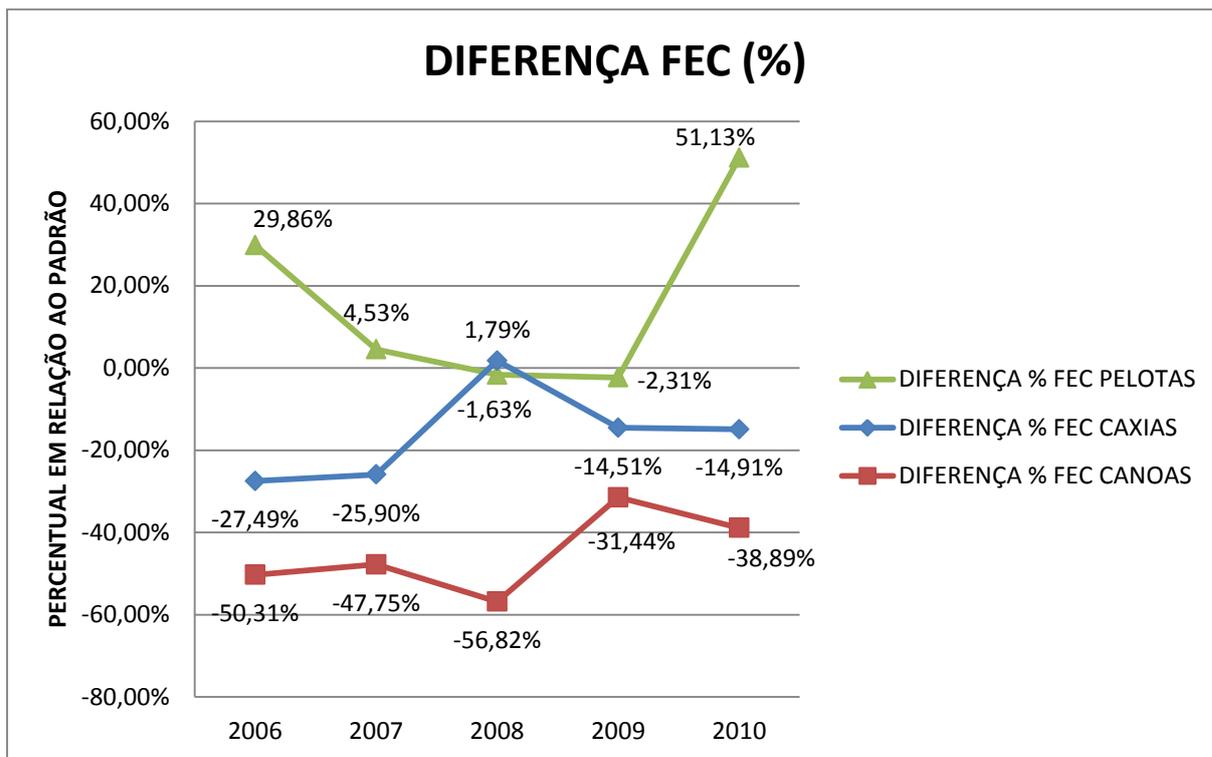


Gráfico 23. Diferenças percentuais entre o indicador FEC real e padrão

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

A Diferença FEC (%), no período analisado, atendeu as normas estabelecidas pela ANEEL nas cidades de Canoas e Caxias do Sul, entretanto Pelotas novamente fora o que obteve pior desempenho e a única cidade a não atender os padrões quanto à frequência de interrupções no fornecimento de energia.

Observando-se o gráfico percebe-se uma piora no desempenho do indicador FEC ao longo dos cinco anos, e assim como mostra também o Gráfico 22, isso se acentuou após a publicação do PRODIST em 2008.

O Quadro 26 exhibe as médias das diferenças percentuais entre os indicadores DEC e FEC nas cidades de Canoas, Caxias do Sul e Pelotas.

MÉDIA DEC (%) CANOAS	MÉDIA FEC (%) CANOAS	MÉDIA DEC (%) CAXIAS	MÉDIA FEC (%) CAXIAS	MÉDIA DEC (%) PELOTAS	MÉDIA FEC (%) PELOTAS
21,56	-16,2	-29,16	-45,04	54,92	16,31

Quadro 26. Médias das diferenças percentuais dos Indicadores

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Os dados mostram o desempenho das distribuidoras AES Sul (Canoas), RGE (Caxias do Sul) e CEEE-D (Pelotas).

Os Gráficos 24 e 25 exibem as diferenças percentuais entre as médias dos indicadores DEC e FEC.

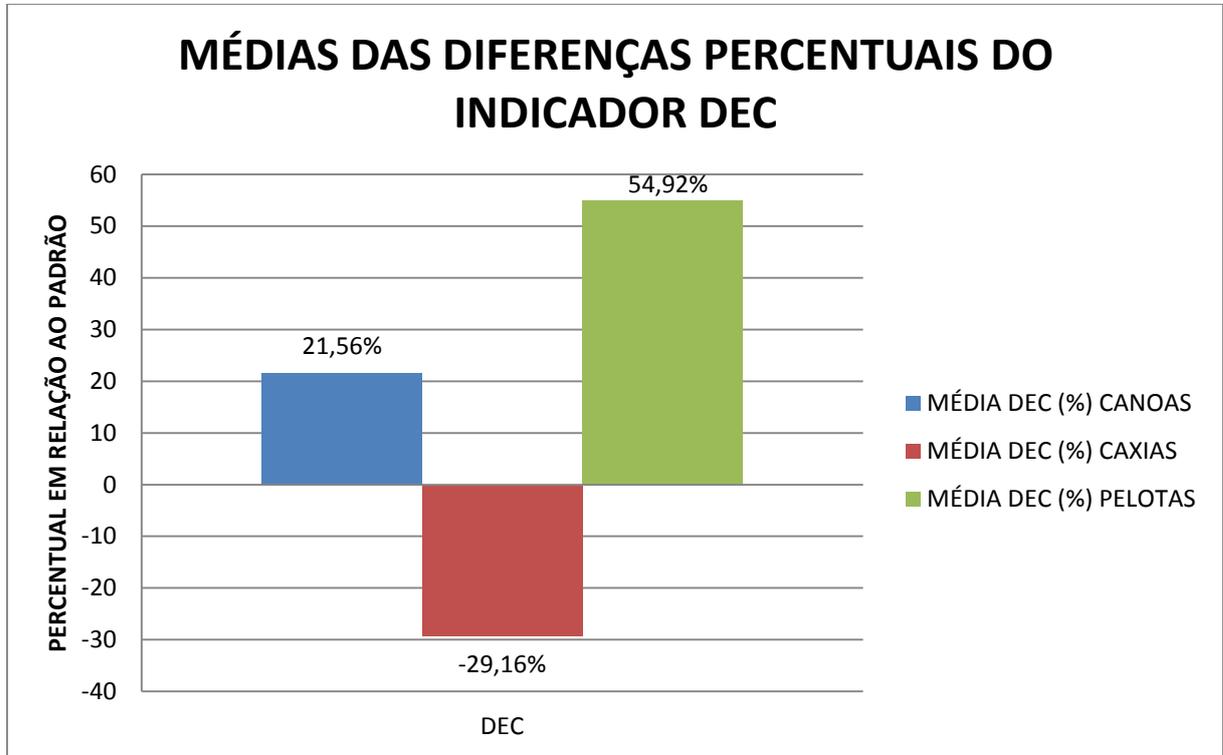


Gráfico 24. Média das diferenças percentuais entre o indicador DEC real e padrão

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

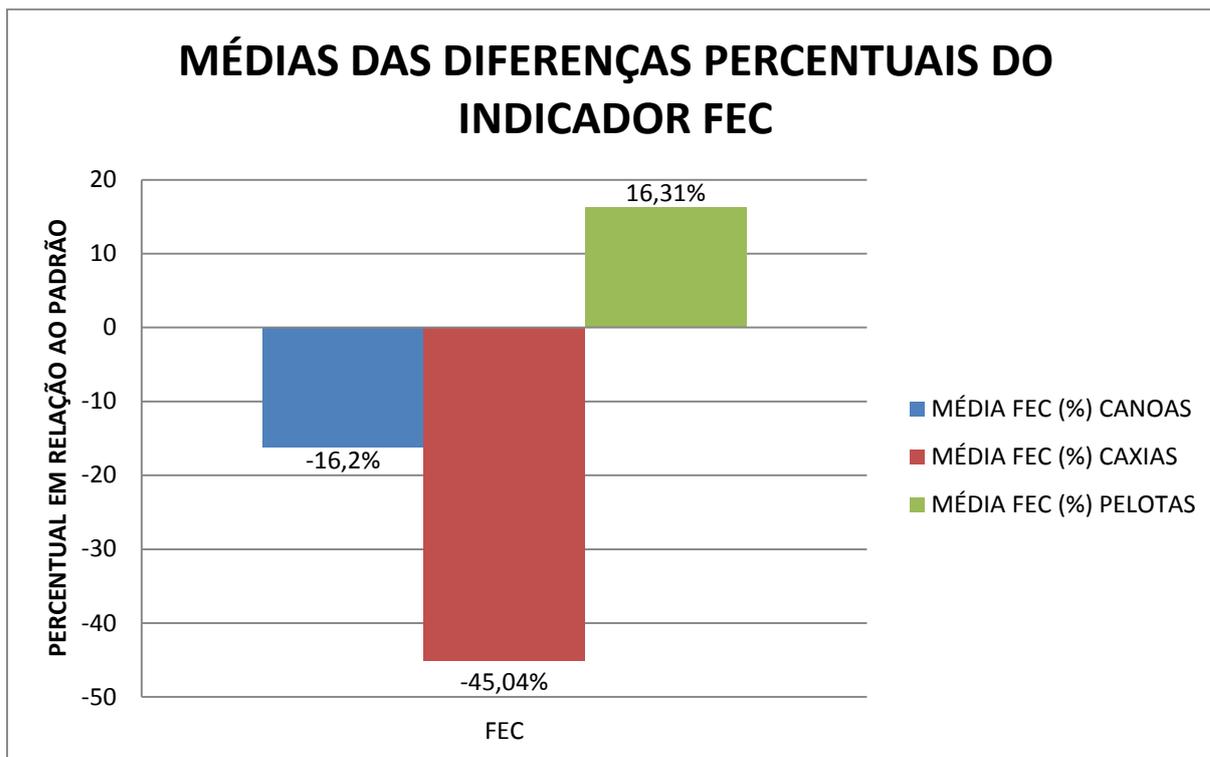


Gráfico 25. Média das diferenças percentuais entre o indicador FEC real e padrão

Fonte: ANEEL, 2011 [2]

Durante o período analisado a AES Sul não conseguiu manter em níveis aceitáveis para o indicador DEC, ficando em média 21,56% acima do máximo estabelecido pela ANEEL. Por outro lado, o indicador FEC ficou abaixo do limite, em média 16,2%. Ou seja, isto indica que apesar da frequência das interrupções estarem dentro dos padrões, a duração das mesmas está extrapolando a regulamentação da ANEEL.

A RGE entre as três empresas foi a que obteve melhores resultados. Seus indicadores sempre estiveram em níveis abaixo dos máximos estabelecidos. Em média o DEC ficou 29,16% abaixo do estabelecido pela agência reguladora e o indicador FEC ficou abaixo do limite, em média 45,04%. Isso mostra que a RGE tem atendido satisfatoriamente os quesitos de qualidade de distribuição de energia analisados na cidade de Caxias do Sul.

Em contra partida, a CEEE-D foi a empresa que obteve os piores resultados entre as três. Durante o período analisado ela não conseguiu manter em níveis aceitáveis para nenhum dos indicadores estudados. Obteve um DEC em média 54,92% acima do máximo estabelecido pela ANEEL e FEC em média 16,31% acima do padrão. Então, em Pelotas tanto a duração quanto a frequência das faltas de energia estão em desacordo com os padrões vigentes.

Durante a análise percebeu-se que a publicação do PRODIST em 2008, onde ocorreu um aperto no limite dos indicadores de continuidade de serviço, fez que o desempenho das concessionárias piorasse. Isso pode ser explicado devido ao fato que enquanto o padrão dos indicadores foi reduzido pela ANEEL, os indicadores reais apresentados pelas empresas mantiveram-se em níveis semelhantes ou apresentaram piores resultados que os anos anteriores ao PRODIST, o que levou as grandes diferenças médias e percentuais apresentadas no estudo.

CONCLUSÃO

Os indicadores de continuidade DEC e FEC provaram serem representativos quando utilizados para verificar as condições do serviço prestado pelas concessionárias de energia quanto à qualidade de distribuição da energia elétrica. A janela de cinco anos (2006 a 2010) utilizada no estudo, a qual englobou o período da publicação do PRODIST, foi suficiente para evidenciar que apenas a redução dos limites dos indicadores de continuidade do serviço de distribuição de energia não é suficiente para que uma melhora no serviço fosse observada.

Nos dois anos (2009-2010) da publicação do PRODIST observou-se que as três empresas mantiveram seus indicadores nos mesmos níveis ou obtiveram piores resultados, enquanto o padrão reduziu. Isso pode indicar que houve a manutenção das políticas e ações quanto aos indicadores DEC e FEC enquanto a norma regulamentação exigia uma revisão destes conceitos com objetivo de melhorar o serviço prestado ao consumidor.

Durante o estudo não foi possível tratar diretamente com os responsáveis dentro das companhias para buscar resposta e explicações sobre a evolução dos indicadores DEC e FEC.

Verificou-se que as distribuidoras privadas obtiveram desempenho melhor do que a estatal, provavelmente ligado ao fato que empresas privadas terem regras mais rígidas em relação a despesas extras, como é o caso do pagamento das compensações.

Para termos um melhor panorama sobre a qualidade do fornecimento prestado pelas concessionárias, sugere-se a realização de outros estudos que se complementem este no sentido de averiguar a condição da energia distribuída, através da análise e estudo, por exemplo, do Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Crítica (DRC) e do Índice de Duração Relativa da Transgressão para Tensão Precária (DRP).

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Atlas de energia elétrica do Brasil. 3. ed. – Brasília: ANEEL, 2008.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Informações Técnicas: Monitoramento da Qualidade. [acesso 22 ago 2011]. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=83&idPerfil=2>
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST, Revisão 2 - Módulo 1 – Introdução – Janeiro de 2011.
- [4] EMPRESA DE PESQUISA ENERGETICA - EPE. Balanço Energético Nacional 2010: Ano base 2009 – BEN 2010 – Rio de Janeiro: EPE, 2010.
- [5] OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA – ONS. Conheça o Sistema: O que é o SIN. [acesso 15 set 2011]. Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx
- [6] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Relatório ANEEL 2009. Brasília: ANEEL, 2010.
- [7] COMPANHIA ESTADUAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Balanço Energético do Estado do Rio Grande do Sul 2010 – Ano base 2009. Porto Alegre, Grupo CEEE-D / Secretaria de Infraestrutura e Logística do Rio Grande do Sul, 2010.
- [8] AGÊNCIA ESTADUAL DE REGULAÇÃO DOS SERVIÇOS PÚBLICOS DELEGADOS DO RS – AGERGS. Serviços Regulados: Fiscalizações de Energia Elétrica. [acesso 15 set 2011]. Disponível em: <http://www.agergs.rs.gov.br/site/servicos.php?idServico=1>
- [9] WIKIPÉDIA, a enciclopédia livre. Canoas. [acesso 12 out 2011]. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Canoas>
- [10] INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA – IBGE. Censo Demográfico 2010: Resultados divulgados no Diário Oficial da União em 04.11.2010. [acesso 12 out 2011]. Disponível em: http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2010/resultados_dou/RS2010.pdf

[11] WIKIPÉDIA, a enciclopédia livre. Caxias do Sul. [acesso 12 out 2011]. Disponível em: http://pt.wikipedia.org/wiki/Caxias_do_Sul

[12] WIKIPÉDIA, a enciclopédia livre. Pelotas. [acesso 12 out 2011]. Disponível em: <http://pt.wikipedia.org/wiki/Pelotas>

[13] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Normativa Nº 345, Aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST, e dá outras providências. Dezembro, 2008.

[14] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Relatório ANEEL 2008. Brasília: ANEEL, 2009.

[15] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução Nº 64, Procedimentos para regular a imposição de penalidades aos concessionários, permissionários, autorizados e demais agentes de instalações e serviços de energia elétrica, bem como às entidades responsáveis pela operação do sistema, pela comercialização de energia elétrica e pela gestão de recursos provenientes de encargos setoriais, Maio de 2004.

[16] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST, Revisão 2 - Módulo 8 – Qualidade da energia elétrica - Janeiro de 2011.

[17] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Informações Técnicas: Indicadores de Continuidade. [acesso 30 ago 2011]. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/area.cfm?id_area=80