ERIKA BARBOSA RIBEIRO

DESAFIOS PARA A EXPANSÃO DO MERCADO DE FONTES
INCENTIVADAS: UMA ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DO PONTO DE
VISTA DO CONSUMIDOR ESPECIAL

São Paulo

2009

ERIKA BARBOSA RIBEIRO

DESAFIOS PARA A EXPANSÃO DO MERCADO DE FONTES
INCENTIVADAS: UMA ANÁLISE DA ATRATIVIDADE DO PONTO DE
VISTA DO CONSUMIDOR ESPECIAL

Dissertação apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Orientador: Prof. Dr. Marco Antonio Saidel

São Paulo

2009

Este exemplar foi revisado e alterado em relação à versão original, sob responsabilidade única do autor e com a anuência de seu orientador.

São Paulo, 05 de junho de 2009.

Assinatura do autor _____

Assinatura do orientador _____

FICHA CATALOGRÁFICA

Ribeiro, Érika Barbosa

**Desafios para a expansão do mercado de fontes incentiva -
das: uma análise da atratividade do ponto de vista do consumi-
dor especial / E.B. Ribeiro. -- ed.rev. -- São Paulo, 2009.
140 p.**

**Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade
de São Paulo. Departamento de Engenharia de Energia e Auto-
mação Elétricas.**

**1. Energia elétrica 2. Consumo de energia elétrica 3. Fontes
alternativas de energia (Regulamentação) I. Universidade de São
Paulo. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Ener-
gia e Automação Elétricas II. t.**

Erika Barbosa Ribeiro

Desafios para a Expansão do Mercado de Fontes Incentivadas: Uma Análise da Atratividade do Ponto de Vista do Consumidor Especial

Dissertação apresentada à Escola Politécnica da Universidade de São Paulo para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica

Área de Concentração: Sistemas de Potência

Aprovada em:

Banca Examinadora

Prof. Dr. Marco Antonio Saidel

Instituição: PEA-USP

Assinatura:_____

Instituição:

Assinatura:_____

Instituição:

Assinatura:_____

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos meus pais e à minha irmã, que sempre estiveram presentes nos momentos em que precisei de apoio e foram fundamentais na caminhada para me tornar uma Engenheira Eletricista.

Ao meu pequeno, Matheus, pelo carinho incondicional, vontade de me ajudar e pelas pequenas e grandes alegrias do dia-a-dia.

À minha querida avó, que não pode ver a conclusão deste trabalho, mas nos presenteou com a sua terna existência.

Ao João Carlos, meu namorado, pela ajuda em diversos momentos e com quem pude dividir as alegrias e dificuldades deste trabalho.

Aos colegas do mestrado, pela amizade no decorrer do curso, muitas das quais espero levar pela vida.

Aos colegas da Andrade & Canellas, pelo companheirismo e conhecimento dividido, e em especial à Paula Dornellas, por me dar a primeira oportunidade de atuar no mercado de energia elétrica, num momento tão importante da minha vida.

Ao meus chefes e colegas do CPqD, em especial ao Manoel Coelho, pela flexibilidade concedida nos momentos finais deste trabalho.

Ao meu orientador, Prof. Marco Saidel, pelas diversas contribuições e atenção recebida.

Ao Prof. Hector Arango, pelo incentivo e confiança inicial.

À Escola Politécnica da USP, pela oportunidade de realizar o curso de mestrado.

RESUMO

Ribeiro, E.B. **Desafios para a expansão do mercado de fontes incentivadas: uma análise da atratividade do ponto de vista do consumidor especial**. 2009. 134 p. Dissertação (Mestrado) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

Este trabalho tem como objetivo analisar a atratividade da contratação de energia proveniente de fontes incentivadas – PCHs, Biomassa, Eólica e Solar - no mercado livre, para empresas do setor comercial com conjunto de unidades consumidoras que atendam às exigências da Resolução ANEEL nº 247/2006. Esta resolução representa um marco importante para a comercialização de energia incentivada, permitindo que unidades consumidoras que possuem o mesmo CNPJ ou estão localizadas em áreas contíguas contratem essa energia, desde que o somatório das demandas do agrupamento de unidades totalize, no mínimo, 500 kW. É apresentado ao longo deste trabalho o processo de gestão de contratos de energia no ambiente livre, focando nas alterações resultantes da nova regulamentação para consumidores especiais. A atratividade da contratação de energia incentivada é analisada através de uma simulação de custos nos ambientes livre e cativo, para 20 unidades consumidoras. É realizado um comparativo do perfil de consumo destas unidades para identificar diferenças entre as que apresentam viabilidade econômica para contratação de energia incentivada e as demais, também foram considerados na simulação diferentes cenários de preços e o impacto do investimento no Sistema de Medição e Faturamento.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre, Gestão de Contratos de Energia, Fontes Incentivadas de Energia, Consumidor Especial.

ABSTRACT

Ribeiro, E.B. **Challenges to the expansion of renewable energy sources market: an analysis of the attractiveness from the special consumer's point of view**. 2009. 134 p. Dissertation (Master's degree) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

This work aims at analyzing the attractiveness of renewable energy sources contracting – SHPs, Biomass, Aeolic and Solar – in the free market for commercial enterprises whose consumption units are in accordance with ANEEL's Resolution nº 247/2006. This resolution represents an important landmark in the commercialization of renewable energy for it allows the consumer units with the same CNPJ or located in adjacent areas to contract this kind of energy, only if the sum of the units' demands amount to at least 500 kW. The process of energy contracts' management in free contracting ambience is presented in this research, which also focuses on the modifications that result from the new regulation for special consumers. The attractiveness of renewable energy contracting is analyzed through a simulation of costs in free contracting ambiances and in ambiances arranged to 20 consumer units. Comparison with these units' consuming profile was made in order to identify differences between the units that have economic feasibility for renewable energy contracting and the other ones. In the simulation, different price scenarios and the investment's impact on the Measurement System for Billing were also taken into account.

Key-words: Free Contracting Ambience, Energy Contracts Management, Renewable Energy Sources, Special Consumer.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Estrutura do Setor Elétrico (CCEE, 2005)	22
Figura 2. Atuação dos agentes no ACR e no ACL (CCEE, 2008)	26
Figura 3. Esquema de funcionamento dos modelos de despacho (OLIVEIRA, 2008)	35
Figura 4. Divulgação Semanal do PLD pela CCEE (CCEE, 2009)	36
Figura 5. Relacionamentos comerciais do consumidor livre (CCEE, 2005)	42
Figura 6. Representação da modelagem das cargas do agente na CCEE	45
Figura 7. Nova Modelagem para consumidores livres (CCEE, 2008b)	47
Figura 8. Processo de Contabilização de um Consumidor Livre (CCEE, 2005)	51
Figura 9. Representação do mercado <i>spot</i>	53
Figura 10. Cálculo do desconto - aquisição somente de energia incentivada (CCEE, 2008b)	61
Figura 11. Cálculo de desconto – aquisição de energia incentivada e convencional (CCEE, 2008b)	61
Figura 12. Cálculo do desconto – insuficiência de cobertura de consumo (CCEE, 2008b)	62
Figura 13. Participação por fonte – total negociado 1º semestre 2008	72

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Resultado da simulação de exposição ao PLD – janeiro de 2008.....	56
Gráfico 2. Resultado da simulação de exposição ao PLD – maio de 2008	57
Gráfico 3. Consumo de energia elétrica por classe entre 06/2007 e 05/2008 (EPE, 2008).....	64
Gráfico 4. Participação do ACR e ACL no consumo de energia elétrica em julho de 2007 (ANEEL, 2007)	67
Gráfico 5. Contratos de Energia Incentivada homologados no primeiro semestre de 2008	70
Gráfico 6. Economia no ACL – Cenário base	92
Gráfico 7. Economia no ACL – cenário 1	97
Gráfico 8. Economia no ACL – cenário 2	100
Gráfico 9. Representação da sazonalidade da carga X flexibilidades contratuais.....	105
Gráfico 10. Sazonalidade do Consumo: 20 unidades	108
Gráfico 11. Sazonalidade do Consumo: 1 unidade	109

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Requisitos para Migração para o ACL (ANEEL, 2008)	23
Tabela 2 - Modalidades tarifárias para contratação no ACR.....	29
Tabela 3 - Fator de Penalidade por nível de tensão	49
Tabela 4 - Perfil de carga utilizado na simulação.....	55
Tabela 5 - Duração dos contratos homologados no 1º semestre de 2008 por setor.....	70
Tabela 6 - Volume total de Energia Incentivada contratada - 1º semestre 2008.....	73
Tabela 7 – Exemplo de dados utilizados no estudo de caso – 01 unidade	77
Tabela 8 – Informações Contratuais das unidades do estudo de caso	79
Tabela 9 – Preços para contratos de energia proveniente de fonte de energia incentivada com 50% de desconto na TUSD (ID, 2008).....	85
Tabela 10 – Dados contratuais das unidades que apresentaram viabilidade para migração	93
Tabela 11 – Resultados dos indicadores por unidade – cenário base	94
Tabela 12 - Resultados dos indicadores por unidade – cenário 1	98
Tabela 13 - Resultados dos indicadores por unidade – cenário 2.....	101
Tabela 14 – Impacto do investimento no SMF sobre o valor da economia no ACL – base 12 meses	104
Tabela 15 – Comparativo de Tarifa Média de Fornecimento.....	110
Tabela 16 – Dados utilizados na simulação.....	118
Tabela 17 – Dados utilizados na simulação.....	121
Tabela 18 – Dados de Contratos (Fontes: PCHs, Comercializadoras e CGHs)	124
Tabela 19 - Dados de Contratos -fonte: biomassa (ANEEL, 2008)	131
Tabela 20 – Base de Dados do Estudo de Caso.....	134

LISTA DE ABREVIATURA E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AP	Audiência Pública
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEI	Contrato de Compra de Energia Incentivada
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CRSE	Comitê de Revitalização do Setor Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
FC	Fator de Carga
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PdC	Procedimento de Comercialização
PIE	Produtor Independente de Energia
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
Re-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SMF	Sistema de Medição e Faturamento

TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição
TUST	Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão
UC	Unidade Consumidora
VR	Valor Anual de Referência

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	13
2	HISTÓRICO DA ABERTURA DO SETOR ELÉTRICO	18
2.1	<i>Aspectos Históricos</i>	18
2.2	<i>O Consumidor Livre e a Legislação.....</i>	22
2.3	<i>Ambientes de Contratação de Energia.....</i>	26
2.3.1	<i>Ambiente de Contratação Regulada.....</i>	27
2.3.2	<i>Ambiente de Contratação Livre.....</i>	30
2.3.2.1	<i>O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD</i>	32
3	O CONSUMIDOR ESPECIAL	38
3.1	<i>A Gestão de Contratos de Consumidores Especiais</i>	41
3.1.1	<i>Relações no ACL</i>	41
3.1.2	<i>O Contrato de Compra de Energia Incentivada</i>	43
3.1.3	<i>O Processo de Adesão e Modelagem na CCEE</i>	44
3.1.4	<i>A Adequação do Sistema de Medição e Faturamento</i>	47
3.1.5	<i>Gestão de Contratos no ACL.....</i>	49
3.1.5.1	<i>Contabilização e Liquidação Financeira na CCEE.....</i>	51
3.1.5.2	<i>Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo</i>	58
3.1.5.3	<i>Cálculo do Desconto na TUSD para Consumidores Especiais</i>	60
4	O SETOR COMERCIAL E A GESTÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA	64
4.1	<i>O Crescimento do Mercado de Fontes Incentivadas – 1º Semestre 2008.....</i>	67
5	ESTUDO DE CASO: VIABILIDADE ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO PARA O ACL... ..	75
5.1	<i>Preparação da base de dados</i>	75
5.2	<i>Seleção das unidades consumidoras para migração</i>	77
5.3	<i>Comparativo Custo Cativo x Custo Livre</i>	79
5.3.1	<i>Cálculo do Custo no ACR.....</i>	81
5.3.2	<i>Cálculo do Custo no ACL.....</i>	84
5.4	<i>Análise dos Resultados</i>	91
5.4.1	<i>Fator de Carga</i>	94
5.4.2	<i>Percentual de Consumo no Horário de Ponta</i>	95

5.4.3	<i>Análise de Sensibilidade</i>	96
5.4.3.1	<i>Cenário 1: Aumento do Preço da Energia</i>	97
5.4.3.2	<i>Cenário 2: Redução do Preço da Energia</i>	100
5.4.4	<i>Impacto do Custo do Sistema de Medição e Faturamento - SMF</i>	102
5.4.5	<i>Sazonalidade do Consumo</i>	104
5.4.6	<i>Sazonalidade do Consumo</i>	109
6	CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS	111
6.1	<i>Sugestão para Desenvolvimentos Futuros</i>	114
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	115
	ANEXO A	118
	ANEXO B	124
	ANEXO C	134

1 INTRODUÇÃO

O aumento da preocupação com o aquecimento global acompanhado da incerteza de abastecimento de combustíveis fósseis (em especial petróleo e gás natural) causada pela dependência externa que muitos países apresentam em relação ao seu suprimento, tem tornado o incentivo às fontes renováveis um assunto relevante em âmbito mundial. Considerando a contribuição que esse tipo de energia pode trazer à segurança energética e à redução na emissão de gases de efeito estufa, torna-se de grande importância o aperfeiçoamento e desenvolvimento de políticas que possam progressivamente aumentar a competitividade dessas fontes (ÖLZ; SIMS; KIRCHNER, 2007).

Apesar do parque de geração brasileiro ser baseado em fontes hidráulicas, as demais fontes renováveis, algumas delas denominadas incentivadas¹, apresentam uma lenta inserção no setor elétrico. A crise energética vivida em 2001 trouxe à tona a importância da diversificação das fontes energéticas e a necessidade de se investir em sua disseminação, de forma que o país não ficasse refém da hidrologia. Para isso, uma das barreiras que precisava ser superada era o elevado custo unitário da energia gerada pelas fontes incentivadas quando comparado ao custo das fontes convencionais (CAVALIERO; SILVA, 2002).

A Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, contemplou o primeiro incentivo para as energias provenientes de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), fornecendo um percentual de desconto

¹ Entende-se como fontes incentivadas empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW e aproveitamentos de potencial hidráulico com potência entre 1.000 kW e 30.000 kW, mantidas as características de Pequenas Centrais Hidrelétricas. Este termo foi definido pela Resolução ANEEL nº 247/2006 e substituiu o termo “fontes alternativas”.

não inferior a 50% nas tarifas de uso² dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição. Posteriormente foram incluídas nesse benefício as energias provenientes de fontes eólica, solar e biomassa.

A Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, instituiu o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). Os geradores participantes do programa comercializam sua energia diretamente com a Eletrobrás, e o custo é repassado para todos os consumidores finais do Sistema Interligado Nacional³ (SIN), excluída a subclasse residencial baixa renda⁴. O PROINFA foi instituído com uma meta ousada, de elevar para 5,9% até dezembro de 2006 a participação das fontes incentivadas na matriz energética brasileira. No entanto, até janeiro de 2009, o programa atingiu 1.672 MW (MME, 2009) de capacidade instalada, o que representa 50% da meta estipulada, considerando-se apenas usinas em operação comercial.

Além do PROINFA, os geradores de fontes incentivadas possuem a alternativa de comercializar sua energia diretamente com consumidores livres com demanda contratada igual ou superior a 500 kW. Apesar dessa possibilidade estar prevista desde 1998, o custo elevado da energia proveniente dessas fontes e os atrasos nas definições de políticas e mecanismos que permitissem sua comercialização de forma competitiva, impediram que esse mercado se desenvolvesse de forma adequada.

² Tarifas de uso: Incluem custos associados ao negócio de transmissão (TUST) ou distribuição (TUSD) + sistema de transporte + cobertura de encargos setoriais.

³ Sistema Interligado Nacional: Conjunto de instalações e equipamentos responsáveis pelo suprimento de energia elétrica das regiões do país interligadas eletricamente. É formado por empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte.

⁴ Subclasse residencial baixa renda: formado por consumidores que apresentem consumo mensal entre 80 e 220 kWh, que seja atendido por circuito monofásico e que o responsável pela unidade consumidora seja beneficiário de um dos programas sociais do governo relacionados na Resolução ANEEL nº 485/2002 ou a família apresente renda mensal per capita máxima equivalente a meio salário mínimo

A Resolução ANEEL nº 247, de 21 de dezembro de 2006, representa um marco importante para a comercialização de energia proveniente de fontes incentivadas. Esta resolução proporcionou maior abertura do mercado ao permitir que cargas de consumidores que possuem o mesmo CNPJ ou estão localizadas em áreas contíguas contratem dessas fontes, desde que o somatório das demandas individuais seja maior ou igual a 500 kW, o que representa um aumento relevante no número de consumidores que atendem os requisitos para migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) através da contratação de energia incentivada.

O principal setor econômico que pode vir a participar desse mercado, considerando a possibilidade de agrupamento de unidades, é o comercial (bancos, supermercados, grandes magazines, etc), visto que a maior parte da indústria já se enquadrava na regulamentação anterior. No entanto, algumas características comuns a empresas desse setor representam barreiras à gestão de um grande número de cargas no mercado livre, que precisam ser superadas, como por exemplo: a falta de centralização de informações das unidades, desconhecimento do mercado de energia, grande flutuação da carga provocada por variações no clima, dinâmica do fechamento de unidades, entre outras. Adequar o modelo de comercialização instituído pela Resolução nº 247/06 à necessidade dos consumidores com conjunto de unidades com demanda inferior a 500 kW é de fundamental importância para garantir o desenvolvimento desse mercado.

O objetivo deste trabalho é analisar a atratividade econômica do mercado de fontes incentivadas para empresas do setor comercial, com conjunto de unidades consumidoras (UCs) com demanda individual contratada inferior a 500 kW e que atendam os requisitos de migração para o ACL de acordo com a regulamentação para agrupamento de unidades.

A análise é realizada através de um estudo de caso aplicado a uma base de dados de consumo e demanda de energia elétrica, onde serão simulados os custos nos ambientes livre e cativo, de acordo com a regulamentação atual. É realizado um comparativo do perfil de consumo destas unidades para identificar diferenças entre as que apresentam viabilidade econômica para contratação de energia incentivada e as demais, também foram considerados na simulação diferentes cenários de preços e o impacto do investimento no Sistema de Medição e Faturamento (SMF).

A dissertação encontra-se organizada em 6 capítulos:

Capítulo 1: Introdução

Capítulo 2: Histórico da Abertura do Setor Elétrico – apresenta breve histórico do setor focado no desenvolvimento da legislação do consumidor livre e o funcionamento dos ambientes de contratação livre e contratação regulada.

Capítulo 3: O Consumidor Especial – discute o processo de gestão de contratos do consumidor especial no ACL, apresentando as operações deste na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e as dificuldades destes processos.

Capítulo 4: O Setor Comercial e a Gestão de Contratos de Energia – neste capítulo é apresentada uma visão atual da gestão de contratos de energia em empresas do setor comercial. É apresentado também um levantamento dos Contratos de Compra de Energia Incentivada (CCEI) homologados pela ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica) no primeiro semestre de 2008, com o objetivo de verificar se houve crescimento da comercialização de energia

incentivada neste período, devido à maior abertura do mercado proporcionada pela Resolução 247/06.

Capítulo 5: Estudo de Caso – Viabilidade Econômica de Migração para o ACL – apresenta um estudo de caso onde são simulados os custos da energia para 20 unidades consumidoras, da área de concessão da CEMIG, nos ambientes livre e cativo, com o objetivo de analisar a atratividade econômica do ACL para unidades com o perfil de consumo de empresas do setor comercial.

Capítulo 6: Conclusões e Desenvolvimentos Futuros – apresenta conclusões e comentários sobre a atratividade do mercado de fontes incentivadas para consumidores do setor comercial, com base nos resultados do capítulo 5.

2 HISTÓRICO DA ABERTURA DO SETOR ELÉTRICO

Este capítulo apresenta um breve histórico do setor elétrico brasileiro, de forma a se contextualizar a abertura do mercado de energia e a conseqüente criação do consumidor livre e do consumidor especial, assim como a evolução da legislação para comercialização de energia proveniente de fontes incentivadas. O entendimento deste processo é importante para a compreensão das oportunidades e desafios que esta evolução trouxe para os agentes do setor.

2.1 Aspectos Históricos

O setor elétrico brasileiro foi caracterizado por um modelo institucional estatal vigente desde a década de 60 até meados da década de 90. Este período foi marcado por uma fase inicial com elevadas taxas de expansão da oferta de energia financiada através de recursos da União e de recursos externos. A partir da década de 80, com a crise financeira que se abateu sobre os Estados e a União, este modelo mostrou-se inadequado para manter o nível de expansão necessário para atender o consumo crescente (PIRES, 2000).

A necessidade de viabilizar a expansão da oferta de energia deu início a um processo de transformação do setor, que resultou em radicais mudanças institucionais introduzidas a partir da década de 90 (SANTANA, 1995). No campo regulatório, um marco importante desse processo foi dado pela edição da Lei nº 9.074, de 07 de julho de 1995, que estabelece as normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos.

Em 1996, iniciou-se a construção de um novo modelo através do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Re-SEB). Coordenado pela consultoria britânica Coopers & Lybrand foi formado um consórcio cujo objetivo era elaborar um novo modelo institucional para o setor. O modelo proposto estava baseado fortemente no modelo inglês e propunha as seguintes diretrizes (GANIM, 2003):

- Necessidade de se implantar a desverticalização das empresas de energia elétrica nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização;
- Criação de um ambiente competitivo na geração e comercialização, mantendo os setores de distribuição e transmissão sob regulação do Estado, dadas as suas características de monopólios naturais;
- Criação de um órgão regulador;
- Criação de um operador para o sistema elétrico nacional;
- Criação de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica;
- Livre acesso dos usuários aos sistemas de transmissão e distribuição, de forma a se garantir a competição entre geradores e comercializadores, definindo-se de forma clara os encargos e condições de acesso, conexão e uso dos sistemas;

Neste contexto, através da edição da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e da Lei nº 9.648/98, foram criadas as seguintes entidades:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL): Órgão regulador e fiscalizador das atividades do setor;

- Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS): Órgão responsável pela coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica do SIN;
- Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE): Ambiente para processamento da contabilização e liquidação das transações comerciais de energia elétrica no país (geração e consumo).

Apesar das mudanças implantadas, não foi possível atingir um nível adequado de investimentos, o que resultou em uma grave crise de abastecimento no período compreendido entre junho de 2001 e fevereiro de 2002. Buscando preservar condições mínimas de abastecimento ao SIN em condições adversas e limitantes de oferta de energia, bem como implantar correções no modelo em vigor, foi instituído em 2001 o Comitê de Revitalização do Setor Elétrico (CRSE), cujo objetivo era elaborar a proposta de um novo modelo (JABUR, 2001).

Os trabalhos do CRSE resultaram no relatório “Proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico”, de 4 de julho de 2003, onde estavam definidas as diretrizes básicas do Novo Modelo. O Novo Modelo procurou preencher algumas lacunas deixadas pelo modelo anterior, principalmente com relação à questão do planejamento do setor e comercialização. Os principais marcos regulatórios foram:

- Medida Provisória nº 144, de 10 de dezembro de 2003, dispõe sobre a comercialização de energia elétrica. Deu origem à Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.
- Medida Provisória 145, de 10 de dezembro de 2003, que autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Deu origem à Lei 10.847, de 15 de março de 2004.

- Decreto 5.163/2004, de 30 de julho de 2004, regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências.

Dentre as principais mudanças implantadas pelo novo modelo cita-se a criação das seguintes entidades:

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE): responsável pelo planejamento do setor elétrico no longo prazo.
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE): responsável pela avaliação da segurança do suprimento de energia elétrica.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE): responsável pelas atividades de comercialização de energia elétrica no sistema interligado, em substituição ao MAE.

Com a criação de novas instituições e alteração de funções de instituições já existentes, o setor passou a apresentar a seguinte estrutura (CCEE, 2005):

Figura 1. Estrutura do Setor Elétrico (CCEE, 2005)

2.2 O Consumidor Livre e a Legislação

Um dos objetivos da abertura do mercado de energia elétrica foi estimular a competição entre os agentes do segmento de geração, favorecendo assim a modicidade tarifária. O primeiro passo para a abertura do mercado foi dado com a Lei nº 9.074/95, em que são regulamentadas as figuras do consumidor livre e do produtor independente de energia (PIE):

Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 kW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica.

Essa mesma Lei também assegurou aos fornecedores e consumidores livres o acesso aos sistemas de transmissão e distribuição, estabelecendo tarifas de remuneração do transporte da energia. Naquela oportunidade estava programada uma redução progressiva do limite de demanda mínimo para migração, conforme mostra a Tabela 1:

Tabela 1 - Requisitos para Migração para o ACL (ANEEL, 2008)

Requisitos	Imediato	Imediato	5 anos
Demanda (kW)	≥ 10.000	≥ 3000	≥ 3000
Nível de tensão (kV)	≥ 69	livre	≥ 69
Data de Ligação	-	após 08/07/95	-

A Lei nº 9.427/96, com redação dada pela Lei nº 9.648/98, permitiu a comercialização de energia proveniente de PCHs – com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW - para consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, desde que obtida autorização da ANEEL. De forma a garantir competitividade à energia ofertada, a ANEEL estipulou um percentual de desconto não inferior a 50% a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição.

Art. 26. Depende de autorização da ANEEL:

I - o aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica; [...]

§ 1º Para cada aproveitamento de que trata o inciso I, a ANEEL estipulará percentual de redução não inferior a 50% (cinquenta por cento), a ser aplicado aos valores das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição, de forma a garantir competitividade à energia ofertada pelo empreendimento.

§ 5º Os aproveitamentos referidos no inciso I poderão comercializar energia elétrica com consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei nº 9.074, de 1995;

Além desse incentivo dado através do desconto nas tarifas de uso para comercialização de energia para consumidores livres, foi estabelecido através da Lei nº 10.438/02 o Programa de

Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica contemplando as fontes eólica, PCH e biomassa. A meta inicial era atingir o montante de 3.300 MW de capacidade instalada até dezembro de 2006. A segunda etapa estabelecida pelo programa era atender 10% do consumo anual de energia elétrica no país através de fontes alternativas considerando um prazo de 20 anos.

A aquisição seria efetuada através de uma programação anual de energia elétrica de cada produtor, de forma que estas atendessem no mínimo 15% do incremento anual a ser fornecido ao mercado. Também foi estendido o benefício do percentual de desconto não inferior a 50% nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e distribuição para empreendimentos de fontes eólica, biomassa e geração qualificada. Esses empreendimentos também foram autorizados a comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou direito, com carga maior ou igual a 500 kW.

Embora a partir de 2003, a ANEEL tenha passado a publicar as tarifas de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e as tarifas de energia elétrica (TE) nos reajustes tarifários, apenas com a publicação da Resolução ANEEL nº166, de 10 de outubro de 2005 as mesmas foram de fato regulamentadas.

Através do Decreto nº 5.163/04 estabeleceu-se a necessidade dos consumidores livres atenderem a 100% de suas cargas em termos de energia e potência, por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na CCEE, a partir de 1º de janeiro de 2005. O objetivo de tal medida era manter um nível elevado de contratação no mercado, aumentando dessa forma a estabilidade e incentivando investimentos em geração.

A participação do consumidor livre na CCEE tornou-se obrigatória, para fins de contabilização e liquidação, no entanto havia a possibilidade do consumidor ser representado por outros agentes da Câmara. O prazo para retorno ao ambiente cativo ficou definido em 05 anos, mediante formalização da intenção junto à distribuidora local. Os agentes geradores estatais também estavam liberados para participar do ACL, desde que a comercialização ocorresse através de leilões exclusivos para consumidores finais, oferta pública ou aditamento dos contratos em vigor no dia 26 de agosto de 2002, com vigência até 31 de dezembro de 2010.

A contabilização e a liquidação mensal no mercado de curto prazo passaram a ser realizadas com base no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), calculado pela CCEE com periodicidade semanal e publicação ex-ante, tomando-se como base o Custo Marginal da Operação⁵ (CMO), cuja forma de cálculo será explicada no decorrer deste capítulo.

A Resolução nº 67, de 8 de junho de 2004, transferiu para os consumidores livres a responsabilidade financeira pela adequação do sistema de medição para os padrões exigidos no ACL. O prazo limite para adoção da especificação técnica era 31/12/04 para os medidores e 30/06/05 para os transformadores de instrumentos. As especificações técnicas a serem seguidas estavam definidas no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS⁶, e por estarem regulamentadas através de um procedimento provisório a maior parte dos consumidores não implantou as alterações exigidas dentro do prazo estipulado, no entanto não foi tomada nenhuma medida punitiva por parte da ANEEL.

⁵ Custo Marginal de Operação: Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema.

⁶ Procedimentos de Rede do ONS: Documentos de caráter normativo elaborados pelo ONS, com a participação dos agentes e aprovados pela ANEEL, que definem os procedimentos e os requisitos necessários à realização das atividades de planejamento da operação eletroenergética, administração da transmissão, programação e operação em tempo real no âmbito do SIN (ONS, 2009)

2.3 Ambientes de Contratação de Energia

O Decreto n ° 5.163/04 introduziu importantes alterações nas regras de comercialização de energia elétrica. Foram instituídos dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), onde atuam os agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam de leilões de compra e venda de energia elétrica, e o ACL, onde atuam os agentes geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais (CCEE, 2009).

Uma visão geral das possibilidades de contratação é apresentada na Figura 2:

Figura 2. Atuação dos agentes no ACR e no ACL (CCEE, 2008)

Dependendo do ambiente onde está inserido, o consumidor terá diferentes possibilidades de atuação e níveis de gestão sobre os contratos de energia. Na sequência será apresentada a forma como estão estruturados estes dois ambientes.

2.3.1 Ambiente de Contratação Regulada

No ACR é comercializada a energia destinada aos consumidores do mercado cativo. Para atender este mercado as distribuidoras devem contratar energia através de leilões regulados, onde participam todos os concessionários de serviço público de distribuição e os agentes de geração que optarem pelo ACR. A participação nestes leilões não é permitida para consumidores livres e comercializadores, no entanto existe a possibilidade do gerador reservar parte da sua energia disponível para comercialização no ACL (SILVA, 2001).

A tarifa de energia elétrica aplicada aos consumidores finais regulados representa a síntese de todos os custos incorridos ao longo da cadeia produtiva da indústria de energia elétrica desde a geração até a comercialização (GANIM, 2003), sendo o preço da energia resultante do mix de contratação efetuada via leilão, pela distribuidora, apenas um entre vários componentes da tarifa de fornecimento.

A cada quatro ou cinco anos é realizado o processo de revisão tarifária de cada distribuidora pela ANEEL, que realiza a redefinição das tarifas de fornecimento cobradas dos consumidores. Este processo poderá resultar em aumento ou redução das tarifas, dependendo das mudanças ocorridas na estrutura de custos e de mercado das concessionárias, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional ou internacional, os estímulos à

eficiência e a modicidade das tarifas. Anualmente é realizado o processo de reajuste tarifário, cujo objetivo é repor o poder de compra da tarifa (GANIM, 2003).

As tarifas cobradas dos consumidores finais estruturam-se por nível de tensão (Grupo A⁷ e Grupo B⁸) e classe de consumo (residencial, industrial, comercial, rural, serviços públicos, poderes públicos e iluminação pública). A contratação de energia no ambiente cativo permite a escolha, pelos consumidores do Grupo A, entre três modalidades tarifárias distintas, desde que não tenha ocorrido mudança em período inferior a 12 meses e sejam atendidos alguns requisitos definidos na Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000 e detalhados na sequência:

- Estrutura Convencional: Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Aplica-se às unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, sempre que for contratada demanda inferior a 300 kW e não tenha havido opção pela estrutura tarifária horo-sazonal.
- Estrutura Horo-sazonal Verde: Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia (horário de ponta⁹ e horário fora de ponta¹⁰) e os períodos do ano (período seco¹¹ e período úmido¹²), bem como de

⁷ Grupo A: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional.

⁸ Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste grupo nos termos definidos nos arts. 79 a 81 da Resolução ANEEL nº 456/00.

⁹ Horário de Ponta: Período definido pela concessionária e composto por 3 horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos e feriados nacionais, considerando as características do seu sistema elétrico.

¹⁰ Horário Fora de Ponta: Período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

uma única tarifa de demanda de potência. Esta estrutura é opcional para unidades atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV, para qualquer valor de demanda contratada. Esta estrutura é caracterizada por tarifas elevadas de consumo durante o horário de ponta.

- Estrutura Horo-sazonal Azul: Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Esta opção é compulsória para unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV e opcional para unidades consumidoras atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV. Esta estrutura é caracterizada por tarifas elevadas para a demanda durante o horário de ponta.

Para melhor compreensão segue tabela com resumo das informações:

Tabela 2 - Modalidades tarifárias para contratação no ACR

Estrutura Tarifária	Consumo	Demanda	Condição de Contratação	Indicação
Convencional	Tarifa Única	Tarifa Única	Tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW.	Recomendada para unidades consumidoras que tenham dificuldade em controlar seu consumo e/ou demanda ao longo das horas do dia e dos períodos do ano.
Horo-sazonal Verde	Tarifa Horário de Ponta	Tarifa Única	Opcional para unidades com tensão de fornecimento inferior a 69 kV.	Atrativa para unidades consumidoras que não fazem uso intensivo da carga na ponta, mas que estão eventualmente sujeitas a uma demanda elevada neste período.
	Tarifa Horário			
	Fora de Ponta			
Horo-sazonal Azul	Tarifa Horário de Ponta	Tarifa Horário de Ponta	Compulsória para fornecimento de energia em tensão igual ou superior a 69 kV / Opcional para unidades com tensão de fornecimento inferior a 69 kV.	Recomendada para unidades que apresentam uso intensivo da carga no horário de ponta.
	Tarifa Horário	Tarifa Horário		
	Fora de Ponta	Fora de Ponta		

¹¹ Período seco: período de 7 meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

¹² Período úmido: período de 5 meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

No ACR, não existe uma atuação direta do consumidor cativo sobre as alterações nas tarifas de fornecimento de energia da área onde está conectado. Para consumidores do Grupo A, a única forma de gerenciamento dos contratos de fornecimento é através da escolha da demanda a ser contratada e da modalidade tarifária. A cada revisão ou reajuste pode haver alteração na modalidade mais econômica para o seu perfil, sendo possível solicitar a migração de estrutura tarifária em um período de 60 dias a partir da data da publicação da nova resolução, independente de ter ocorrido mudança em período anterior há 12 meses.

2.3.2 Ambiente de Contratação Livre

No ACL participam os agentes geradores, comercializadores e consumidores livres. A energia é comercializada através da livre negociação de contratos bilaterais entre os agentes, sendo a competição neste ambiente bastante sensível à existência de sobras de energia (LANDAU, 2006).

O consumidor pode contratar energia diretamente com o gerador, ou através de um agente comercializador, continuando fisicamente conectado à distribuidora local (ou à rede de transmissão, caso o acesso se dê em tensões iguais ou superiores a 230 kV). Comercialmente, o consumidor adquire energia de uma fonte que pode estar em qualquer ponto do SIN. O Decreto nº 5.163/04 garantiu a possibilidade do consumidor potencialmente livre contratar parte da energia para atendimento a sua carga no mercado livre, mantendo parte contratada no mercado cativo.

Art. 49. [...]

§ 2º A opção do consumidor potencialmente livre poderá abranger a compra de toda a carga de sua unidade consumidora, ou de parte dela, garantido seu pleno atendimento por meio de contratos, cabendo a ANEEL acompanhar as práticas de mercado desses agentes.

O consumidor livre não deixa de ser cliente de sua concessionária local. Esta continuará a receber pela transmissão e distribuição de toda a energia que o consumidor vier a comprar no mercado livre, de forma que continua sendo obrigada a respeitar a regulamentação de atendimento ao consumidor estabelecida pela ANEEL (CORAZZA; MIRANDA; SCHIMDT, 2003).

Preços de contrato, prazos, montantes e flexibilidades são negociados livremente entre os agentes sem intervenção dos órgãos fiscalizadores. A CCEE desempenha um papel fundamental neste ambiente, administrando o sistema de registro de contratos e desenvolvendo as Regras e Procedimentos de Comercialização (PdC), que estabelecem as bases comerciais necessárias para a operação neste sistema (CCEE, 2005)

Com o intuito de promover a expansão do sistema e evitar especulação, foi estabelecido que consumidores e comercializadores devem adquirir 100% da sua carga através de contratos registrados ou geração própria. A CCEE fiscaliza e está autorizada a aplicar penalidades nos casos de descumprimento.

No ACL o consumidor possui um grau de gestão maior sobre seus contratos de energia, sendo:

- Poder de escolha do fornecedor;

- Possibilidade de escolha do índice para reajuste do preço da energia;
- Definição de prazos, montantes e flexibilidades contratuais de acordo com suas necessidades;
- Mantida a escolha do valor de demanda a ser contratada.

Os consumidores do ACL também não possuem atuação direta sobre a parcela da tarifa referente ao uso dos sistemas de transmissão e distribuição, que continua sendo regulada pela ANEEL.

2.3.2.1 O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

O PLD é de fundamental importância para todos os agentes do mercado livre, pois serve como base para todas as negociações e liquidações transacionadas no mercado de curto prazo, além de também impactar nas negociações de longo prazo pela simples expectativa de aumento ou queda no seu valor.

O seu cálculo está ligado ao modelo de despacho e formação de preço do mercado de energia brasileiro, onde o objetivo é obter o mínimo custo de operação despachando os geradores disponíveis por ordem de mérito¹³ até atender a carga total do sistema. O despacho de um sistema hidrotérmico com predominância de usinas hidrelétricas, que é o caso do sistema brasileiro, deve ser determinado considerando as consequências futuras de cada decisão (SILVA, 2001). O

¹³ Ordem de Mérito: Critério que define a ordem de despacho das usinas em função de seus custos operacionais, onde as usinas hidrelétricas com o menor custo unitário de geração e as usinas térmicas com o menor custo de combustível têm preferência para o despacho.

modelo compara o benefício imediato do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

O desafio é encontrar o ponto de equilíbrio entre redução dos riscos de déficit e redução dos custos de operação. Caso sejam deplecionados os reservatórios de energia hidrelétrica, buscando-se a minimização dos custos térmicos, poderá haver um racionamento no futuro, no caso de ocorrência de uma severa seca. Se for tomada a decisão de utilização mais intensa da geração térmica, com o objetivo de se preservar as reservas de energia hidrelétrica, e as afluições futuras se apresentarem elevadas, poderá ocorrer um vertimento nos reservatórios do sistema, o que representaria desperdício de energia e, conseqüentemente, aumento no custo operativo (SILVA, 2001).

A solução deste problema esbarra em algumas dificuldades, sendo: impossibilidade de uma perfeita previsão das afluições futuras, grande quantidade de reservatórios existentes, necessidade de se considerar as atividades relacionadas com o uso múltiplo da água nos reservatórios (navegação, saneamento, irrigação, abastecimento de água, controle de cheias), entre outros (OLIVEIRA, 2008).

A natureza do problema motivou o desenvolvimento de modelos de otimização estocástica, cujo objetivo é definir a alocação ótima da geração hídrica e térmica de forma a minimizar o valor esperado do custo operativo, sendo o sistema operado como se pertencesse a uma única empresa. Devido à complexidade envolvida é impossível se dispor de um modelo matemático único para o tratamento do planejamento da operação (SILVA, 2001). O problema é

então subdividido em problemas menores e coordenados entre si, sendo utilizados os seguintes modelos desenvolvidos e aprimorados pelo Cepel¹⁴ para sua solução:

- NEWAVE: Modelo usado no planejamento de médio prazo (5 anos discretizado em base mensal). Os dados de entrada do modelo são dados pelo Plano de Expansão Decenal¹⁵. O NEWAVE calcula a Função de Custo Futuro, que será passada para o planejamento do horizonte de curto prazo. Esta função define a proporção ótima de geração hidráulica, térmica e intercâmbio entre submercados e avalia o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios versus o custo do combustível das usinas termoeletricas, medidos em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termoeletricas.
- DECOMP: Modelo usado no planejamento de curto prazo (1 ano discretizado em bases mensais e semanais), a partir de dados de saída do NEWAVE. Nesta etapa é definido o despacho otimizado do sistema, bem como os respectivos valores da água e o Custo Marginal de Operação por patamar de carga¹⁶ e submercado. A saída do modelo é utilizada pelo ONS para determinar a programação e despacho de geração.

A Figura 3 apresenta um esquema simplificado para entendimento do processo:

¹⁴ Cepel: Centro de Pesquisas de Energia Elétrica, que desenvolve pesquisas, ensaios e softwares utilizados pelo setor elétrico.

¹⁵ Plano Decenal de Expansão: É elaborado anualmente, tem caráter indicativo no tocante à geração, apontando a sequência de projetos que apresenta a menor relação entre custos e benefícios.

¹⁶ Patamar de carga: Classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS: Leve (horários de baixo consumo), Médio (horários de consumo médio) e Pesado (horários em que se verificam picos de consumo) (CCEE, 2005). Os patamares de carga para cada mês do ano são disponibilizados anualmente no website da CCEE.

Figura 3. Esquema de funcionamento dos modelos de despacho (OLIVEIRA, 2008)

Os agentes podem reproduzir os resultados divulgados pelo ONS, ou efetuar simulações com dados próprios. A validação do modelo computacional é de competência da ANEEL.

O PLD é calculado com base no CMO, no entanto são desconsideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em teste, de forma que o preço seja único em cada uma das regiões, além disso, os valores calculados possuem um piso e um teto, determinados anualmente pela ANEEL. O calculado é realizado ex-ante, sendo a simulação revisada semanalmente e publicada pela CCEE na sexta-feira anterior a entrada em vigência. Os dados são discretizados por submercado e por patamar de carga, conforme indicado na Figura 4, disponível no website da CCEE (CCEE, 2009).

Preço PLD 4ª semana de Fevereiro de 2009		Preços Semanais do mês			
Preços válidos de: 21/02/2009 a 27/02/2009		SE/CO	S	NE	N
	Pesada	16,31	65,87	16,31	16,31
	Média	16,31	65,87	16,31	16,31
	Leve	16,31	16,31	16,31	16,31
Valores em R\$/MWh					

Figura 4. Divulgação Semanal do PLD pela CCEE (CCEE, 2009)

No Decreto nº 5.163/04 estão definidas as bases para cálculo do valor máximo e mínimo do PLD. Para 2009 os valores vigentes são de 16,31 R\$/MWh para o PLD mínimo e 633,37 R\$/MWh para o PLD máximo, definidos através do Despacho ANEEL nº 53, de 9 de janeiro de 2009 e da Resolução nº 757, de 22 de dezembro de 2008.

Com a abertura do mercado e o volume crescente de negociações, o cálculo do PLD passou a ter grande relevância para todos os agentes do setor. Durante o racionamento de 2001, o preço chegou a atingir 684 R\$/MWh, causando reações do mercado. Após o término do racionamento, com a permanência do consumo em níveis mais baixos devido aos novos hábitos de consumo adquiridos e ao nível elevado dos reservatórios, os preços de curto prazo permaneceram em patamares baixos até o primeiro semestre de 2006, o que ajudou a alavancar as negociações no mercado livre.

A partir do segundo semestre de 2007, o PLD passou a apresentar variações muito acima das expectativas do mercado, chegando a atingir o limite máximo de 502,45 R\$/MWh em janeiro de 2008, o que causou uma grande turbulência nas negociações, com a ocorrência de uma série de arbitragens e processos na justiça entre consumidores e comercializadoras. Aumentaram os questionamentos quanto à validade do modelo para cálculo do preço de curto prazo.

Foi organizado pela CCEE, em maio de 2008, um workshop com a participação das principais associações de agentes do setor para discussão do modelo de formação de preços no mercado de curto prazo. Uma parcela dos agentes defendeu a formação de preços pelo próprio mercado, através do volume ofertado, enquanto outra parcela defendeu a manutenção do cálculo através de modelos. Um dos principais questionamentos do workshop foi a necessidade de se aplicar a mesma metodologia para o despacho e para a formação de preço.

Mesmo as associações que defenderam a manutenção do cálculo através de modelos fizeram sugestões com relação à volatilidade do CMO, modelagem de fenômenos meteorológicos, níveis de intervenção governamental, dimensionamento do custo do déficit, participação da curva de aversão ao risco¹⁷ na formação de preço, sistema de preço ex-post, entre outros. Um dos resultados deste workshop foi a organização de um grupo de estudos que procura alternativas para amenizar a volatilidade, até fevereiro de 2009 os trabalhos ainda não haviam sido finalizados.

¹⁷ Curva de Aversão ao Risco: Curva que representa a evolução ao longo do período dos requisitos mínimos de armazenamento de energia de um subsistema, necessários ao atendimento pleno da carga, sob hipóteses pré-definidas de afluências, intercâmbios inter-regionais e carga e de geração térmica, de forma a se garantir níveis mínimos operativos ao longo do período (ONS, 2009)

3 O CONSUMIDOR ESPECIAL

Apesar da possibilidade de se contratar energia proveniente de fontes alternativas existir desde 1998, os primeiros contratos só foram efetivados a partir do final de 2002. As incertezas quanto à interpretação legal do desconto na TUSD impediram que o benefício fosse estendido aos consumidores, no entanto, de forma a viabilizar a contratação deste tipo de energia, os próprios geradores ofereciam descontos no preço a ser pago pela energia (ALMEIDA, 2005).

A partir de agosto de 2004, com a publicação da Resolução ANEEL nº 77, de 18 de agosto de 2004, o desconto na TUSD foi estendido também ao agente comprador de energia incentivada, no entanto ficou definido que o desconto recairia apenas sobre a parcela fio¹⁸ da tarifa de transporte.

Com a migração para o ACL das primeiras unidades que contrataram energia de fontes incentivadas, surgiu um movimento contrário a este processo. O principal argumento era a incapacidade do sistema computacional de suporte às transações comerciais do MAE – SINERCOM – distinguir energia incentivada de energia convencional, permitindo que um consumidor especial contratasse energia de fonte convencional (JANUARIO, 2007).

Buscando solucionar este problema, a ANEEL aprovou a modificação nos Procedimentos de Comercialização AG.01 – Adesão à CCEE e ME.02 – Manutenção do Cadastro do Sistema Elétrico, através do Despacho ANEEL nº 1.202, de 14 de setembro de 2005, tornando obrigatório

¹⁸ Parcela fio: parcela relativa aos custos de distribuição. Incide sobre a demanda.

o registro prévio do contrato de energia incentivada, de forma que o processo de modelagem do ponto na CCEE só seria concluído após registro do contrato na ANEEL.

No entanto o registro não era suficiente, dado que ainda existia a possibilidade do consumidor complementar seu consumo com fonte convencional, ou mesmo deixar uma parcela do consumo exposta aos preços de curto prazo (JANUARIO, 2007).

Reconhecendo que a comercialização de fontes incentivadas carecia de regulamentação, a ANEEL abriu a Audiência Pública nº 33/2005 (AP 33/2005), visando obter subsídios para aperfeiçoamento da legislação vigente. A Audiência despertou grande interesse do setor, obtendo um grande número de contribuições.

O resultado da AP33/2005 foi a publicação da Resolução nº 247/06, que representa um marco para a comercialização de energia proveniente de fontes incentivadas. Seguem alguns pontos relevantes da resolução:

- Definição de Agente Gerador Incentivado:

- Aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;

- Empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW;

- Empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW.

- Definição de Consumidor Especial:

○ Consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo A, integrante (s) do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

- Conjunto de unidades consumidoras: para serem classificadas como um conjunto de unidades consumidoras as mesmas deveriam estar localizadas em áreas contíguas, ou então possuírem o mesmo CNPJ.

- Comprovação de carga: Demanda contratada com um mínimo de doze meses, ou somatório das demandas contratadas, no caso de conjunto de unidades.

- O Agente Gerador Incentivado poderá registrar contratos de aquisição de outras fontes de até 49%. Caso este limite seja excedido, haverá perda do desconto previsto.

- Desconto da TUSD: Cálculo proporcional aos sub-montantes obtidos a partir do percentual de energia proveniente de cada fonte, incidindo na produção e no consumo.

- Caso haja ultrapassagem acima do limite permitido de 5% da demanda contratada, o desconto da TUSD não será aplicado sobre o percentual excedido;

- Obrigatoriedade de atendimento a 100% da carga em termos de energia e potência através de geração própria e/ou contratos nos ambientes livre e/ou cativos;

- Obrigatoriedade de participação na CCEE:

- Mantida a possibilidade de representação na CCEE por outros agentes;

- Necessidade de registros dos CCEIs na ANEEL;

- Conjunto de unidades consumidoras deve ser representado por um único CNPJ.

- Possibilidade de retorno ao ambiente cativo após 180 dias de formalização à concessionária.

- Obrigatoriedade de instalação do SMF em cada ponto de consumo, conforme critérios definido em regulamentação específica. Até a sua instalação a medição deverá ser efetuada pela

concessionária onde a carga está conectada. No caso de áreas contíguas a medição poderá ser unificada.

- Autorização para comercialização de energia incentivada através de comercializadoras.

Apesar da Resolução nº 247/06 ter representado um passo importante para a expansão do mercado de fontes incentivadas, a inexistência de Regras e Procedimentos de Comercialização sobre o tema e limitações do SINERCOM impediram a aplicação imediata das novas condições. O ano de 2007 foi marcado por uma série de apresentações e consultas da CCEE para aprimoramento das regras e procedimentos de comercialização que contemplassem a nova legislação, que foram implantadas no mercado através das Regras de Comercialização versão Jan/2008, aprovadas pela Resolução nº 286, de 6 de novembro de 2007. As novas regras trouxeram uma série de mudanças que serão detalhadas na sequência.

3.1 A Gestão de Contratos de Consumidores Especiais

Com a entrada em vigor das Regras de Comercialização 2008, os consumidores especiais precisaram se adequar ao novo funcionamento do mercado. O objetivo deste capítulo é mostrar os pontos mais relevantes do processo de gestão de contratos de energia de um consumidor especial.

3.1.1 Relações no ACL

As principais relações de um consumidor livre ou especial podem ser resumidas da seguinte forma:

Figura 5. Relacionamentos comerciais do consumidor livre (CCEE, 2005)

- **Distribuidora:** A distribuidora é responsável pela entrega física da energia ao consumidor, para formalizar esta relação é necessária a assinatura dos contratos de conexão e de uso da rede. O consumidor receberá mensalmente uma fatura de cobrança pelo transporte e entrega da energia, o encargo de conexão, se houver, pode ser cobrado na própria fatura de uso, ou através de uma fatura à parte.
- **Fornecedora de Energia:** O fornecedor não estabelece uma relação de entrega física da energia com o consumidor, mas apenas contratual. No caso do consumidor especial, a relação é formalizada através da assinatura de CCEI. A partir da entrada em vigência das Regras e Procedimentos de Comercialização versão 2008 tornou-se possível para o consumidor especial firmar contratos diretamente com um agente comercializador.
- **CCEE:** O consumidor livre deve necessariamente ser um agente da CCEE, ou seja, deve se tornar um integrante desta Câmara. Dentre outras atribuições, a CCEE é responsável por administrar o registro de contratos firmados entre os agentes, apurar e divulgar o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), contabilizar e liquidar transações realizadas no mercado de

curto prazo, apurar exposições, calcular e aplicar penalidades, entre outras responsabilidades (CCEE, 2005).

3.1.2 O Contrato de Compra de Energia Incentivada

O contrato de energia celebrado entre um consumidor e um agente gerador de fonte incentivada é denominado Contrato de Compra de Energia Incentivada. Conforme os demais contratos de energia firmados no ACL, são de livre negociação entre o fornecedor e o consumidor livre, no entanto a Resolução nº 247/06 estabelece a obrigatoriedade das seguintes cláusulas, além das cláusulas essenciais dos contratos administrativos:

- Volume de energia elétrica contratada, discriminado por segmentos mensais e/ou anuais;
- Período de Suprimento;
- Critérios de Rescisão;
- Submercado de entrega e de consumo;

Um ponto importante a ser observado nos CCEIs é relativo ao percentual de desconto a ser concedido na TUSD. Até dezembro de 2007 o percentual de desconto mensal a que o consumidor tinha direito era fixo (50% ou 100%), de acordo com o percentual da fonte contratada. Com a entrada em vigor da versão 2008 das regras de comercialização, o cálculo do desconto passou a ser efetuado mensalmente pela CCEE, conforme será discutido neste capítulo. Desta forma o consumidor poderá obter um desconto inferior ao valor contratado, afetando a economia esperada. De forma a se precaver contra situações desse tipo, é importante fazer

constar no contrato cláusula de punição para o fornecedor no caso de redução ou mesmo perda do desconto por culpa exclusiva do mesmo.

A partir da publicação da Resolução ANEEL nº 323, de 8 de julho de 2008, os CCEIs não necessitam mais de aprovação através de Despacho da ANEEL, o contrato deve ser registrado na CCEE e esta será responsável por divulgar as informações aos agentes interessados.

As negociações contratuais devem ser finalizadas em tempo hábil para que sejam concluídos todos os processos de adesão e modelagem do agente na CCEE, processo que será detalhado no próximo item. Caso não seja possível modelar a carga até o término do contrato cativo vigente, por responsabilidade do próprio consumidor, o mesmo receberá o tratamento de um consumidor cativo sem contrato firmado com a distribuidora, e sofrerá cobrança de ultrapassagem de demanda na totalidade da sua demanda medida.

3.1.3 O Processo de Adesão e Modelagem na CCEE

A obrigatoriedade de adesão à CCEE foi estabelecida pelo Decreto nº 5.163/04, havendo a possibilidade do consumidor livre ser representado para efeitos de contabilização e liquidação por outro agente.

O processo de adesão está definido no PdC AG.01 – Adesão à CCEE, e a partir da sua conclusão o consumidor se torna um agente da CCEE, podendo iniciar suas operações no ACL. A adesão é realizada uma única vez para cada razão social.

A modelagem é o processo através do qual a CCEE passa a “enxergar” a carga de determinado agente separadamente do consumo da distribuidora ao qual ele está conectado, este processo está definido no PdC ME.02 – Manutenção do Cadastro do Sistema Elétrico no SCL . Para realizar a modelagem da carga é necessário que a empresa já seja um agente da CCEE. Abaixo de um único agente é possível realizar a modelagem de várias cargas, conforme esquematizado na Figura 6. Neste caso é necessário que as cargas possuam a mesma raiz do CNPJ do agente.

Figura 6. Representação da modelagem das cargas do agente na CCEE

Na Figura 6 tem-se a representação de uma empresa que possui “N” unidades consumidoras participantes do ACL, modeladas sob um único agente. Caso esta mesma empresa possua outras unidades consumidoras que façam parte do ambiente cativo, estas permanecerão como parte do consumo das distribuidoras que atendem a área onde estão localizadas.

Nesta estrutura de modelagem o processo de contabilização será realizado para o agente, ou seja, independente do número de cargas a CCEE enxergará o total de contratos e consumo do

agente, que será o somatório dos valores verificados de cada carga. Do ponto de vista do consumidor, a grande vantagem em modelar todas as cargas sob um único agente é reduzir o risco de exposições ao mercado de curto prazo e aplicação de penalidades, visto que uma eventual sobra do contrato de energia de uma unidade poderá suprir outra unidade que possa ter consumido volume maior que o contratado.

Caso o agente deseje, é possível realizar uma adesão para cada uma das cargas da empresa em questão. Neste caso, ao invés de um único agente, a CCEE enxergaria “N” agentes, havendo um processo de contabilização para cada uma das cargas.

O PdC ME.02 determina que a modelagem de cargas convencionais e especiais deve ser realizada em “dois mundos” separados. Essa nova configuração, que passou a vigorar a partir de janeiro de 2008, permite que o sistema da CCEE distinga a energia proveniente de fontes incentivadas da energia proveniente de fontes convencionais. A Figura 7 mostra a diferença entre essas duas visões:

Figura 7. Nova Modelagem para consumidores livres (CCEE, 2008b)

No caso do agente gerador e do agente comercializador, o Agente Incentivado Especial deve possuir modelagens distintas para cada nível de desconto. O objetivo da separação é permitir a distinção da energia com diferentes percentuais de desconto durante o processo de contabilização.

3.1.4 A Adequação do Sistema de Medição e Faturamento

A adequação do SMF aos padrões definidos no Módulo 12 dos Procedimentos de Rede do ONS é uma das exigências que o agente deve atender para ter sua carga modelada na CCEE. Esta adequação está prevista desde a Resolução ANEEL nº 344, de 25 de junho de 2002, e deveria

estar implantada até 31 de dezembro de 2004, no entanto este prazo não foi respeitado pela maior parte dos consumidores.

Entre as principais causas para esta ocorrência se pode citar: altos custos envolvidos, indefinição quanto à responsabilidade técnica do sistema, ausência de penalização por parte do órgão regulador, bem como incertezas quanto alterações posteriores no padrão, dado a expectativa da homologação da nova versão do Módulo 12 dos Procedimentos de Rede e dos Procedimentos de Distribuição, em substituição aos procedimentos vigentes.

A Resolução ANEEL nº 248, de 23 de janeiro de 2007, estabeleceu a data limite de 30 de outubro de 2007 para que os consumidores adequassem seus sistemas, o que causou uma grande movimentação no mercado para atender ao prazo exigido. A partir dessa data só seriam aceitos na CCEE processos de modelagem de pontos já adequados. Foi colocado em Consulta Pública pela ANEEL a versão 1 do Procedimento de Comercialização ME.07 – Apuração de Não-conformidades e Penalidades, que estabelecia uma multa no valor de R\$ 50.000 por ponto de medição que não atendesse ao prazo estabelecido. Após 60 dias seria efetuada nova verificação, e no caso de reincidência da infração a multa aplicada seria o dobro do valor inicial.

Também estavam previstas penalidades por infração na inspeção lógica, ou seja, a coleta de dados diretamente nos medidores do ponto de medição do agente pela CCEE, além de penalidades por infração por ausência de coleta de dados de medição para contabilização.

A versão definitiva do procedimento trouxe algumas alterações importantes, sendo as principais: a dilatação do prazo de reincidência para 120 dias e o cálculo da multa por nível de tensão, através da inclusão do Fator de Penalidade.

O Fator de Penalidade deve ser multiplicado pelo valor base de R\$ 5.000 por ponto de medição. A Tabela 3 apresenta os valores do Fator de Penalidade por nível de tensão:

Tabela 3 - Fator de Penalidade por nível de tensão

Fator	Nível de Tensão
1	2,3 a 25 kV (A4)
2	30 a 44 kV (A3a)
4	69 kV (A3)
8	88 kV a 138 kV (A2)
16	Igual ou superior a 230 kV (A1)

O Fator de Penalidade criou uma importante distinção para os subgrupos¹⁹ A4, A3a e A3, onde se enquadram os consumidores especiais. Considerando que o investimento para adequação do sistema de medição nessa faixa de tensão gira em torno de R\$50.000 a R\$100.000 (valores referentes a junho/2007), a cobrança de penalidade no mesmo valor da troca do sistema seria muito elevada e desproporcional aos valores cobrados dos consumidores pertencentes à classe de alta tensão.

3.1.5 *Gestão de Contratos no ACL*

A migração de um ponto de consumo para o ACL exige um acompanhamento mensal, e, em casos mais específicos, até mesmo diário. É importante garantir que o consumo apurado nos

¹⁹ Subgrupos: A4 – composto por unidades com tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; A3a – composto por unidades com tensão de fornecimento entre 30 kV a 44 kV; A3 – composto por unidades com tensão de fornecimento de 69 kV.

últimos 12 meses esteja sempre coberto por contratos, de forma a se evitar a aplicação de penalidades pela CCEE.

Inicialmente, deve-se determinar a periodicidade de acompanhamento do consumo. Para tanto deve levar-se em consideração:

- Se a carga possui um sistema de gerenciamento de energia que permita o acompanhamento do comportamento do consumo;
- As variáveis que influenciam na sazonalização da carga;
- Se os limites de flexibilidade do contrato atendem às variações da carga;
- Se é possível reduzir o consumo no caso do contrato não atender à totalidade do consumo previsto para o mês.

A instalação de um sistema de monitoramento de energia é fundamental para cargas que migrarem para o ACL. Os dados podem ser obtidos através de um simples relatório emitido por um controlador de demanda, onde se registram as demandas medidas, ou através de sistemas mais sofisticados que permitem o acompanhamento via internet. Para cargas que não apresentam grandes variações é suficiente um único levantamento durante o mês, ou mesmo apenas no fechamento deste.

O acompanhamento se torna mais crítico nos meses em que o PLD apresenta um valor muito acima do preço da energia contratada junto ao fornecedor. Nestes casos pode ser necessário até mesmo um acompanhamento diário, visto que a exposição ao PLD pode gerar valores muito elevados a serem pagos na liquidação financeira.

3.1.5.1 Contabilização e Liquidação Financeira na CCEE

Mensalmente o fornecedor deverá registrar na CCEE o volume de energia contratado pelo consumidor. O registro deve ser feito até o 9º dia útil do mês seguinte e validado pela contraparte até o 10º dia útil. Este período é importante para que seja realizado o balanço do mês, verificando a quantidade a contratar de cada fornecedor e eventuais necessidades de compras adicionais de curto prazo. Existe a possibilidade de se ajustar os montantes registrados no 11º dia útil e a nova validação deve ser realizada até o 12º útil. Caso o contrato não seja validado permanece no sistema o primeiro registro.

Os contratos são registrados no SINERCOM, que é o sistema que a CCEE utiliza para realizar a contabilização do mercado. As entradas do sistema são os dados de medição e contratos dos agentes, que são processados de acordo com as Regras de Comercialização, e geram relatórios com o resultado do pré-faturamento, liquidação financeira, contabilização, medição e contratos. O acesso do sistema se dá pela internet, sendo necessário possuir um certificado digital que o agente recebe quando conclui seu processo de adesão na CCEE.

Figura 8. Processo de Contabilização de um Consumidor Livre (CCEE, 2005)

O objetivo da contabilização é realizar um balanço entre toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada), a diferença entre a energia verificada e a energia contratada representa o mercado *spot*.

No processo de contabilização de um consumidor livre, a CCEE compara a energia contratada pelo agente com o consumo. Ao consumo medido é acrescido o valor de rateio das perdas elétricas do sistema do agente. O rateio de perdas ajusta o consumo a um ponto virtual no qual a geração total de energia elétrica é igual ao consumo total de energia elétrica, sendo esta uma forma de se ratear as perdas verificadas no mês entre todas as classes de agentes. O cálculo é realizado por submercado e a média verificada em 2008 para a categoria de consumo foi de 2,3%, considerando os valores verificados em todos os submercados (CCEE, 2009).

No resultado da contabilização o consumidor pode ser credor ou devedor, dependendo do seu nível de contratação.

- Caso credor: o montante total de energia contratada considerando-se contratos bilaterais, autoprodução e contratos do PROINFA é superior ao montante de energia consumida mais o percentual de perdas.
- Caso devedor: o montante total de energia contratada considerando-se contratos bilaterais, autoprodução e contratos do PROINFA é inferior ao total de consumo mais o percentual de perdas.

Os contratos do PROINFA referem-se à cota a que os consumidores livres têm direito a receber por pagarem na tarifa fio a parcela referente a esses contratos. As cotas de cada

consumidor são publicadas anualmente pela ANEEL através de resolução específica, não sendo o montante representativo para o planejamento energético do agente.

É muito difícil ocorrer uma situação onde o volume total de energia adquirida via contratos seja exatamente o valor do consumo verificado já acrescido do percentual de perdas. Como o percentual de perdas é publicado posteriormente ao período de registro de contratos, o agente realiza a contratação com base em um valor previsto, sendo 3% um valor usual nas previsões do mercado.

A figura 9 representa as posições credora e devedora do agente no mercado *spot* em um determinado mês.

Figura 9. Representação do mercado *spot*

No caso do consumidor especial, o atendimento a sua carga poderá ser realizado por intermédio de geração própria, de contratos de fornecimento com a concessionária (contratos cativos), de Contratos de Energia Incentivada registrados na CCEE e Contratos do PROINFA.

O valor da diferença (em MWh) é multiplicado pelo valor do PLD (R\$/MWh) gerando um débito ou crédito para o consumidor. Para o cálculo, o consumo e os contratos são contabilizados por patamares de carga leve, média e pesada, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS. Os valores de PLD variam por patamar semanal e por submercado.

O resultado da liquidação financeira inclui:

- Resultado da contabilização semanal de todos os patamares;
- Valor a ser pago por Encargos de Serviços do Sistema (ESS): Encargo que remunera os agentes de geração dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema sendo cobrado com base no consumo verificado, acrescido do percentual de perdas;
- Eventuais ajustes de meses anteriores.

No processo de liquidação financeira não existe contraparte. O valor a ser recebido pelos agentes credores é o mesmo valor a ser pago pelos agentes devedores. O próprio agente deve verificar sua posição através da Pré-fatura, que é disponibilizada no módulo de relatórios do SINERCOM, e efetuar o depósito do montante devido em uma conta corrente de propósito específico para fins de liquidação financeira. No dia útil seguinte o valor a ser recebido pelos agentes credores estará disponível. Os valores referentes à inadimplência são rateados entre os agentes credores na proporção dos créditos a serem recebidos.

Caso um consumidor não possua contratos suficientes para cobrir o seu consumo, a exposição ao mercado *spot* será cobrada através da liquidação financeira. Para verificação do impacto que a exposição ao PLD pode causar em um consumidor especial, foi realizada uma simulação considerando dois cenários, onde o consumidor apresenta um consumo 20% superior

ao montante de energia contratada. No primeiro cenário é apresentada uma situação onde o PLD é bem superior ao preço de contrato do consumidor e no segundo cenário o PLD é bem inferior ao preço contratado. A simulação completa está disponível no Anexo A.

Para esta simulação foi considerado um consumidor com o perfil apresentado na Tabela 4:

Tabela 4 - Perfil de carga utilizado na simulação

Perfil do Consumidor	
Subgrupo	A4
Demanda Contratada	1000 kW
Fator de Carga	0,6
Preço de Contrato	R\$ 140,00/ MWh

Nesta simulação foram considerados apenas os valores pagos pelo fornecimento da energia e o resultado da contabilização da CCEE. Não está incluído o montante pago à distribuidora pelo uso do sistema de distribuição.

Não foi considerada nesta simulação a incidência de penalidades por falta de cobertura de consumo, visto que o seu cálculo não considera o resultado mensal do agente, mas sim os 12 meses anteriores ao mês da verificação.

Cenário 1: O PLD médio utilizado nesta simulação é de 502,45 R\$/MWh, valor este verificado em janeiro de 2008.

O Gráfico 1 mostra o resultado da simulação, onde foi verificado que uma exposição de 20% do consumo ao PLD gerou um acréscimo no valor a ser pago superior a 50%, o que reforça a necessidade de um acompanhamento eficiente do consumo mensal. Também podem ocorrer situações em que o preço no mercado *spot* esteja bem inferior ao preço de contrato do consumidor, fazendo com que seu custo final seja menor, conforme mostra o cenário 2.

Gráfico 1. Resultado da simulação de exposição ao PLD – janeiro de 2008

Cenário 2: O PLD médio utilizado nesta simulação é de 34,18 R\$/MWh, valor este referente a maio de 2008.

O Gráfico 2 mostra o resultado da simulação, onde verifica-se que uma exposição de 20% do consumo ao PLD gerou uma economia no custo da energia de aproximadamente 15%, o que mostra que uma situação de exposição ao PLD não gera, necessariamente, prejuízo ao consumidor.

Gráfico 2. Resultado da simulação de exposição ao PLD – maio de 2008

A cultura de acompanhamento do consumo através de sistemas de gerenciamento que permitem acesso diário aos dados de medição não é muito difundida entre empresas do segmento comercial, pode-se levantar algumas razões, como:

- Grande número de unidades, muitas vezes pulverizadas no território nacional;
- Ausência de equipe especializada em energia;
- Equipe insuficiente para acompanhamento de todas as unidades;
- Gastos com energia elétrica pouco representativos no custo total da empresa;

Para empresas que decidem contratar energia no ACL é necessário, muitas vezes, promover uma mudança de mentalidade na equipe responsável pelo gerenciamento da energia e em outras áreas da empresa, visto que alterações no comportamento do consumo podem apresentar um impacto representativo no custo energia, sendo necessária, muitas vezes, uma postura mais ativa do consumidor em relação ao processo de gestão da energia.

3.1.5.2 Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo

A partir de 2006, com a publicação do Procedimento de Comercialização de Energia Elétrica - PdC AM.10 - Aferição e Aplicação de Penalidades - Cobertura de Consumo, Lastro para Venda de Energia Elétrica e Potência e Indisponibilidade de Geração por Falta de Combustível, os consumidores passaram a ser penalizados por insuficiência de contratação de energia elétrica. O objetivo desta penalização é aumentar o nível de contratação do mercado, buscando-se garantir a expansão da geração através de contratos de longo prazo e evitando-se a especulação no mercado *spot*. Para fins do cálculo de penalidade, a comercialização de Energia Incentivada deve ser tratada separadamente.

A insuficiência de contratação é apurada e notificada mensalmente pela CCEE. O nível de cobertura do agente é calculado através dos valores médios de consumo. A base para cálculo do valor a ser pago é o maior entre o Valor Anual de Referência – VR - e o PLD médio de todos os submercados (PLDm) do mês de referência do cálculo. As receitas apuradas são revertidas à modicidade tarifária no ACR (CCEE, 2008c).

O VR é divulgado anualmente pela ANEEL através da publicação de ofício específico. Para 2009, o VR equivale a R\$ 145,77 R\$/MWh, sendo equivalente ao valor médio ponderado de aquisição de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, nos leilões realizados nos anos de 2005 e 2006, para início de entrega naqueles anos, e com o procedimento de atualização monetária detalhado na Resolução ANEEL nº 477, de 7 de agosto de 2007.

O Nível de Insuficiência de Contratação do Agente – NIC - e a Penalidade são calculados da seguinte forma:

$$NIC = \left(1 - \frac{\sum_{12\text{meses anteriores}} \text{Energia}_{Contratada}}{\sum_{12\text{meses anteriores}} \text{Energia}_{Consumida_{noCG}}} \right) \times \left(\frac{\sum_{12\text{meses anteriores}} \text{Energia}_{Consumida_{noCG}}}{12} \right)$$

Onde:

- *NIC*, Nível de Insuficiência de Contratação do agente.
- *Energia_Contratada*, Contratos registrados para o agente nos últimos 12 meses.
- *Energia_Consumida_no_CG*, Energia consumida pelo agente nos últimos 12 meses.
- *Penalidade*, Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo.
- *VR*, Valor Anual de Referência.
- *PLDm*., PLD médio de todos os submercados no mês de referencia do calculo.

A Penalidade por Insuficiência de Cobertura de Consumo só é aplicada quando a relação entre a Energia Contratada nos últimos 12 meses e a Energia Consumida no mesmo período é menor do que 1, o que indica que o agente apresentou um consumo superior ao volume de energia contratado no período. O valor da penalidade cobrada equivale a 1/12 do valor total,

havendo a possibilidade do agente corrigir o desvio através da contratação de energia adicional para o próximo mês.

$$Penalidade = NIC \times \max (VR, PLDm)$$

Caso o fornecedor de energia, indevidamente, não registre o contrato para o consumidor, este estará exposto a possíveis cobranças de penalidade por insuficiência de contratação. De forma a reduzir este risco, o consumidor deve prever em contrato que possíveis prejuízos causados por ação do fornecedor devem ser suportados por este.

3.1.5.3 Cálculo do Desconto na TUSD para Consumidores Especiais

A partir da entrada em vigor das Regras de Comercialização 2008, a CCEE se tornou responsável por calcular mensalmente o percentual de desconto da TUSD de todos os agentes participantes da comercialização de Energia Incentivada.

Para o consumidor especial e para o consumidor livre, o desconto final é igual ao desconto médio da energia comprada. Caso o gerador ou comercializador apresente insuficiência de lastro para venda, o desconto é reduzido proporcionalmente à insuficiência verificada, também haverá redução do desconto nos casos em que o consumidor apresentar insuficiência de cobertura de consumo. Não há restrições para o número de intermediações no processo de venda da energia.

O desconto final para o consumidor livre é igual ao desconto médio da energia comprada. Considerando a aquisição de energia através de vários contratos o cálculo deve ser realizado da seguinte forma:

- Caso 1 – Aquisição somente de Energia Incentivada

Figura 10. Cálculo do desconto - aquisição somente de energia incentivada (CCEE, 2008b)

$$\text{Desconto} = \frac{(3 \times 0,5) + (1 \times 0,5)}{3 + 1} = 0,5 = 50\%$$

- Caso 2 – Aquisição Energia Incentivada + Energia Convencional

Figura 11. Cálculo de desconto – aquisição de energia incentivada e convencional (CCEE, 2008b)

$$\text{Desconto} = \frac{3 \times 0,5 + 1 \times 0,5 + 1 \times 0}{3 + 1 + 1} = 0,4 = 40\%$$

- Caso 3 – Insuficiência de Cobertura de Consumo

Figura 12. Cálculo do desconto – insuficiência de cobertura de consumo (CCEE, 2008b)

$$Desconto = \frac{3 \times 0,5 + 1 \times 0,5}{4,5} = 0,4444 = 44,44\%$$

Em todos os casos o desconto resultante é sempre a média ponderada dos descontos de cada contrato. No caso da energia convencional o seu peso é zero para fins de cálculo de desconto.

O desconto final a ser aplicado à TUSD/TUST deve ser informado mensalmente às distribuidoras, transmissoras e à ANEEL pela CCEE juntamente com o resultado da liquidação financeira do referido mês. No caso do gerador que ultrapassar o limite de 49% de complementação de geração (PCG) não há atribuição de desconto. A PCG é a razão entre a Energia Convencional Comprada em Contratos e a Garantia Física²⁰ Apurada Total.

²⁰ Garantia Física: Corresponde às quantidades máximas de energia e potência de um empreendimento que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos

Se $PCG > 49\%$ todas as usinas do agente vendedor (próprias e/ou representadas) terão desconto zero atribuído no mês de cálculo. Neste caso, o consumidor também perderá o desconto proporcionalmente ao montante de energia que contrata deste fornecedor, no mês de apuração.

Para os consumidores especiais o desconto na tarifa é decisivo para a escolha de contratação no ACL, visto que sem esse subsídio o preço da energia incentivada dificilmente é competitivo em comparação aos custos no ACR. Dessa forma, o consumidor poderá ser penalizado por ações de terceiros que fogem ao seu controle, trazendo um risco difícil de mensurar ao seu processo de gestão.

Tal ocorrência deve ser prevista em contrato e pactuada com o agente vendedor de forma que seja preservada a perspectiva de redução de custo ao consumidor quando este não é responsável pela ocorrência que gerou a perda do desconto ao fornecedor de energia.

4 O SETOR COMERCIAL E A GESTÃO DE CONTRATOS DE ENERGIA

De acordo com dados da EPE, a participação da classe comercial no consumo total de energia elétrica do país é de aproximadamente 16%. A classe industrial é a mais representativa, com 46% de participação, seguida pela classe residencial, com 24%. Esses percentuais representam os valores de consumo verificados entre junho de 2007 e maio de 2008 (EPE, 2008).

Gráfico 3. Consumo de energia elétrica por classe entre 06/2007 e 05/2008 (EPE, 2008)

Devido a essa pequena participação, a classe comercial foi menos priorizada nas políticas energéticas. A participação da energia no custo total não costuma ser representativa, de forma que até o racionamento de 2001 a energia não era um assunto de grande relevância para o setor. O racionamento, decretado em junho de 2001 para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Nordeste (e posteriormente parte do Norte), impôs metas de redução de 20% sobre o consumo de energia elétrica. Alguns mecanismos foram criados para facilitar o alcance da meta, sendo: possibilidade de troca de energia entre empresas que pertenciam ao mesmo grupo empresarial ou a mesma

cadeia produtiva, guardar o montante economizado acima da meta para consumo posterior, recebimento de bônus pela diferença entre volume consumido e a meta e a negociação de diferenças no mercado (JABUR, 2001).

A participação nesse processo trouxe para o setor um aprendizado com relação à importância da energia em suas operações, e também uma constatação dos resultados positivos da aplicação das ações de economia na fatura mensal. Além disso, abriu-se espaço para programas de trocas de equipamentos por outros mais eficientes e investimento em geração própria.

Não existem estudos muito precisos com relação ao uso final da energia no setor comercial, no entanto é sabido que os grandes vilões do consumo são os sistemas de iluminação, refrigeração e ar condicionado, que foram o foco das ações tomadas durante o racionamento, destacando-se: desligamento parcial de grupos de lâmpadas e troca por fluorescentes compactas, instalação de timers, manutenção de equipamentos de ar condicionado e regulação do termostato em temperaturas mais elevadas ou mesmo desligamento do equipamento.

Como grande parte do setor comercial era formada por empresas com baixo grau de conhecimento do uso da energia em suas instalações, o nível de desperdício era elevado, o que de certa forma facilitou a redução do consumo aos níveis impostos. A necessidade de um acompanhamento constante do consumo de energia durante o período de racionamento e a verificação dos bons resultados obtidos com essas ações, trouxe para muitas empresas uma verdadeira mudança de cultura, aumentando o interesse por práticas que resultassem em economia nos gastos com energia (JABUR, 2001).

Atualmente, uma série de consultorias oferecem soluções para redução dos gastos de energia. Dentre as práticas adotadas pelo setor comercial, destacam-se:

- Implantação de programas de eficiência energética em conjunto com as concessionárias de energia;
- Mudança de classe de tensão;
- Adequação de estrutura tarifária e demanda contratada;
- Termoacumulação;
- Geração a diesel/gás no horário de ponta;
- Instalação de banco de capacitores para elevação do fator de potência;
- Otimização da curva de carga, com transferência de parte do consumo do horário de ponta para o horário fora de ponta;

A disseminação de medidas para redução do custo de energia ganhou força com o racionamento e se manteve após o seu término. Com o amadurecimento do mercado algumas empresas passaram a analisar a possibilidade de contratar energia no mercado livre, atraídos pela possibilidade redução de custos. O setor comercial se enquadra, em sua grande maioria, nas classes de baixa tensão e A4, o que permite a contratação de energia apenas de fontes incentivadas.

O início das contratações no ACL por consumidores especiais no final de 2002, foi marcado por uma série de incertezas regulatórias, de forma que até julho de 2007 o mercado de

fontes incentivadas não apresentava uma participação expressiva no montante total consumido no ACL, conforme mostra o Gráfico 4:

Gráfico 4. Participação do ACR e ACL no consumo de energia elétrica em julho de 2007 (ANEEL, 2007)

Com a publicação da Resolução nº 247/06 e a sua incorporação nas Regras de Comercialização versão 2008 havia uma expectativa de crescimento para este mercado. Para analisar o impacto da nova regulamentação sobre o crescimento do mercado será apresentado na sequência um levantamento de todos os Despachos publicados pela ANEEL autorizando o registro de CCEIs no período de 1º de janeiro de 2008 a 1º de julho de 2008.

4.1 O Crescimento do Mercado de Fontes Incentivadas – 1º Semestre 2008

Todos os contratos de energia incentivada, até 08 de julho de 2008, deveriam ser autorizados pela ANEEL através de publicação de despacho específico. Sem este documento a

CCEE não aceitava efetuar a modelagem da carga no ACL, não sendo possível concluir o processo de migração. Os despachos estão publicados no site da ANEEL, podendo ser acessados livremente por qualquer pessoa ou empresa interessada. Constan dos despachos de aprovação de CCEIs as seguintes informações:

- Montante contratado;
- Vigência;
- CNPJ do fornecedor e do comprador;
- Fonte de energia do fornecedor (exceto em caso de comercializadoras).

Devido à falta de informações públicas, para verificar o crescimento do mercado de fontes incentivadas no primeiro semestre de 2008 foi necessário efetuar um levantamento de todos os despachos publicados pela ANEEL neste período. Para tanto é possível efetuar uma busca na área de Pesquisa Legislativa, no website da ANEEL (ANEEL, 2008), através do termo “CCEI”, apenas para atos do tipo despacho, que resultará na apresentação de todos os despachos de compra de energia incentivada a partir de 26/01/2007, antes dessa data o termo CCEI ainda não era utilizado

Os dados de cada despacho constam do Anexo B deste trabalho. As informações de montante contratado, vigência e fonte de energia podem ser retiradas diretamente do despacho, no entanto para se determinar o setor de atividade ao qual pertence o comprador é necessário realizar consulta no site da Receita Federal através do CNPJ informado no despacho.

Algumas empresas constavam como pertencentes ao setor de indústria e comércio no cadastro da Receita Federal, sendo que nestes casos os valores foram contabilizados como uma atividade separada. Alguns contratos indicavam a venda de energia entre geradores, e também foram contabilizados separadamente.

Através da consolidação das informações levantadas verifica-se que no 1º semestre de 2008 foram aprovados 324 contratos no mercado de fontes incentivadas. A separação entre contratos de curto e longo prazo é necessária para uma correta análise da expansão do mercado, visto que normalmente os contratos de curto prazo são utilizados para cobrir a diferença entre o montante de energia contratada e o montante efetivamente consumido.

Do total de 324 contratos homologados pela ANEEL, 161 são contratos de curto prazo, ou seja, que possuem vigência de até 04 meses. Do total de 163 contratos com mais de 04 meses de duração, 141 possuem até 60 meses de vigência (contratos de médio prazo) e apenas 22 possuem mais de 05 anos de duração (contratos de longo prazo). No gráfico 5 verifica-se que apenas 8 contratos possuem mais de 10 anos de vigência. Segue histograma de Pareto do resultado do total de contratos assinados.

Gráfico 5. Contratos de Energia Incentivada homologados no primeiro semestre de 2008

A Tabela 5 mostra o total de contratos por setor, assim como um comparativo entre a duração dos mesmos:

Tabela 5 - Duração dos contratos homologados no 1º semestre de 2008 por setor

Atividade	Nº Total de Contratos	Total Contratos (Curto Prazo)	Total Contratos (Médio Prazo)	Total Contratos (Longo Prazo)
Industrial	162	64	84	14
Comércio e Serviços	151	91	52	8
Industrial/Comércio	7	2	5	0
Outros Geradores	4	4	0	0
Total	324	161	141	22

Em relação à quantidade de contratos, o setor industrial foi o que mais contratou, e também apresentou uma proporção superior a 50% de contratos de médio e longo prazo. O setor

de comércio de serviços, embora tenha tido uma participação expressiva com relação à quantidade de contratos, totalizou menos de 40% com vigência superior a 04 meses.

Um dos fatores que dificulta a previsão de consumo para o setor comercial é o grande peso do ar condicionado no consumo total, o que faz com que variações de temperatura tenham um grande impacto no resultado final, diminuindo o grau de acerto das previsões e aumentando a necessidade de negociação de contratos no curto prazo.

As fontes de energia que têm mostrado preços competitivos no mercado livre são PCHs e usinas térmicas movidas à biomassa, que foram as únicas fontes que negociaram contratos no primeiro semestre de 2008. Uma novidade iniciada neste período foi a possibilidade de negociação entre o consumidor livre e as comercializadoras, que foram responsáveis por 11% do volume contratado, não sendo possível nestes casos identificar a fonte de energia, que não é discriminada no Despacho publicado pela ANEEL. As PCHs²¹ lideram o ranking de volume negociado, com participação de 59%, seguida pela biomassa, que foi responsável pela contratação de 30% do montante total de energia.

No caso da biomassa, o combustível que mais se destacou foi o biogás, respondendo por 72% do volume de energia negociado. O bagaço de cana obteve uma participação de 22%, seguido pelo resíduo madeireiro com apenas 6% do total. O grande volume de biogás negociado deve-se principalmente às usinas São João Biogás e Biogeração Energia, ambas localizadas no município de São Paulo, que geram energia através do biogás de aterros sanitários.

²¹ Os contratos de Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH) foram contabilizados juntamente com os contratos de PCHs.

A Figura 13 mostra a participação por fonte no volume negociado:

Figura 13. Participação por fonte – total negociado 1º semestre 2008

O montante total contratado no período, considerando entrega entre janeiro/07 e dezembro/2020, equivale a 52,57 MW.médio²², sendo que aproximadamente 94% da energia foi negociada através de contratos de médio e longo prazo. Contrariando a expectativa, o setor de comércio e serviços apresentou um percentual maior de energia contratada no longo prazo, totalizando 55%, enquanto que na indústria o percentual foi de 40%, sendo a maior parte da energia desse setor (54%) negociada através de contratos de médio prazo.

A Tabela 6 apresenta os montantes negociados no curto, médio e longo prazo, por setor.

²² MW.médio: energia média no intervalo de tempo considerado. Para se encontrar o valor em MWh deve-se multiplicar o valor em MW.médio pelo número de horas do período em questão.

Tabela 6 - Volume total de Energia Incentivada contratada - 1º semestre 2008

Atividade	Total Contratado (MW.médio)	Total Contratado (Curto Prazo)	Total Contratado (Médio Prazo)	Total Contratado (Longo Prazo)
Industrial	36,31	2,26	19,43	14,62
Comércio e Serviços	15,14	0,71	6,17	8,27
Industrial/ Comércio	1,06	0,09	0,97	0,00
Outros Geradores	0,06	0,06	0,00	0,00
Total	52,57	3,12	26,56	22,89

O montante negociado em contratos de médio e longo prazo (49,45 MW.médio) representa um acréscimo de aproximadamente 11% ao volume de energia negociado em julho de 2007. No primeiro semestre de 2007, antes da regulamentação da Resolução 247/2006, foram registrados 125 CCEIs na ANEEL, totalizando 158,71 MW.médio .

Apesar da nova regulamentação, não foi possível alavancar o crescimento para o mercado de fontes incentivadas, o primeiro semestre de 2008 apresenta um pequeno aumento no número de contratos negociados em relação ao primeiro semestre de 2007, no entanto observa-se uma redução no volume de energia comercializado. A redução da oferta de energia disponível para contratação e o aumento do PLD verificado a partir de setembro/2007 certamente foram fatores determinantes para essa redução, no entanto a falta de atratividade deste modelo de comercialização ao perfil de consumidores dos setores de comércio e serviços permanecerá como um entrave à abertura do mercado mesmo em condições de abastecimento favoráveis.

Para estimular a comercialização da energia de fontes incentivadas no mercado livre é fundamental criar mecanismos que atendam à dinâmica do setor comercial, de forma a manter os riscos de mercado dentro de limites aceitáveis para as empresas. Dentre as características desse setor que podem dificultar a migração e a gestão de contratos no ACL, destacam-se:

- Grande velocidade e imprevisibilidade de abertura e fechamento de unidades;
- Decisão de reforma para expansão ou redução do tamanho de unidades com pouca antecedência da data de execução;
- Elevada sazonalidade com relação aos períodos seco e úmido;
- Valor do investimento no sistema de medição elevado em relação às economias obtidas;
- Contratos de Fornecimento de Energia das unidades com vencimento em diferentes períodos;

Atualmente temos algumas empresas do setor comercial que participam deste mercado, entre grupos de grande porte temos alguns exemplos (CCEE, 2008), como: shoppings, redes de supermercados, redes de hotéis, grandes magazines, empresas de telefonia, universidades e bancos. No entanto, observa-se que estes grupos possuem poucos participantes no ACL, com exceção dos shoppings, que possuem um número significativo de consumidores cadastrados neste ambiente.

Além de existir a possibilidade de expansão da participação no ACL para novos grupos econômicos, também pode ocorrer a expansão dentro dos grupos que já participam, visto o reduzido número de empresas cadastradas como agentes.

5 ESTUDO DE CASO: VIABILIDADE ECONÔMICA DE MIGRAÇÃO PARA O ACL

Será apresentado neste capítulo um estudo de caso com o objetivo de verificar a atratividade econômica da migração para o mercado livre para uma empresa do setor comercial com conjunto de unidades com demanda contratada individual inferior a 500 kW, mas que no seu conjunto superam este valor, de forma a atender os requisitos da Resolução 247/06 para contratação de energia incentivada.

Devido à indisponibilidade de informações reais que possam ser divulgadas para uso no estudo de caso, será utilizada uma base construída a partir de dados reais de uma empresa do ramo do varejo, sendo a fidelidade aos dados originais preservada.

5.1 Preparação da base de dados

Com relação à seleção de dados necessários para simulação seguem algumas considerações:

Por pertencerem ao subgrupo A4 (tensão de fornecimento entre 2,3 e 25 kV), as unidades deste estudo podem optar entre as três modalidades existentes, com exceção das unidades com demanda contratada acima de 300 kW, que deverão optar apenas entre as estruturas tarifárias horo-sazonais Azul e Verde. A definição da opção mais econômica para contratação é afetada principalmente pelo Fator de Carga (FC) no horário de ponta, que pode ser obtido através da

razão entre a demanda média, medida durante este intervalo de tempo (t), e a demanda máxima registrada no mesmo período:

$$FC = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{E}{t \times D_{max}}$$

Onde:

- *Dmed*: é o valor médio da demanda de potência no mesmo intervalo de tempo t;
- *Dmax*: é o máximo valor da demanda de potência no intervalo de tempo t;
- *E*: corresponde a energia consumida neste intervalo.

Este fator varia de 0 a 1, quanto mais próximo de 1 maior a chance da unidade se enquadrar na Estrutura Tarifária Azul, e melhor caracteriza-se a utilização de energia nesta instalação.

Por apresentarem tipicamente uma demanda alta, porém transitória, no horário de ponta, o que acarreta um baixo fator de carga neste período, as unidades do setor comercial enquadram-se, geralmente, na estrutura horo-sazonal verde, e em alguns casos, na estrutura convencional. Dificilmente encontram-se unidades que se enquadram na estrutura horo-sazonal azul, de forma ser de difícil obtenção dados de demanda medidos por patamar ponta e fora de ponta. Desta forma entende-se ser suficiente para o estudo de caso os dados medidos sem distinção de patamar horário, conforme encontrado em grande parte das faturas de unidades de empresas deste setor.

Para simulação de custos na estrutura tarifária azul, os dados de demanda medida e contratada foram replicados para os horários de ponta e fora de ponta, conforme será detalhado no decorrer do capítulo.

Com relação ao consumo, a estrutura horo-sazonal verde apresenta valores distintos de tarifação por patamar horário, o que torna importante para este estudo a distinção dos valores de consumo nestes patamares.

De acordo com estas considerações, fazem parte dessa base dados de demanda contratada, demanda medida, consumo medido no horário de ponta e consumo medido no horário fora de ponta, para os 12 meses do ano, para cada unidade deste estudo. Segue exemplo na tabela 7 de dados de uma unidade consumidora, a base de dados completa consta do Anexo C:

Tabela 7 – Exemplo de dados utilizados no estudo de caso – 01 unidade

Dados da Unidade Consumidora				
Período	Demanda Contratada (kW)	Demanda Medida (kW)	Consumo de Energia Ponta (kWh)	Consumo Energia Fora de Ponta (kWh)
janeiro	410	396	11.750	115.655
fevereiro	410	410	12.683	118.106
março	410	407	13.429	122.345
abril	410	428	13.061	126.053
maio	410	425	12.594	113.855
junho	410	411	12.940	114.970
julho	410	369	12.102	110.179
agosto	410	401	12.631	110.562
setembro	410	402	12.155	104.901
outubro	410	392	13.116	116.144
novembro	410	381	12.896	114.775
dezembro	410	373	12.400	108.554

5.2 Seleção das unidades consumidoras para migração

As unidades consumidoras selecionadas estão localizadas na área de concessão da CEMIG, sendo as tarifas para simulação obtidas através da Resolução ANEEL nº 626, de 7 de abril de 2008.

Para atender aos critérios definidos pela Resolução nº 247/06 é necessário que o conjunto de unidades que irá migrar totalize, no mínimo, 500 kW de demanda contratada, e que possua a mesma raiz do CNPJ, também devem ser respeitadas as datas de término dos contratos de fornecimento cativo. Considerando que esta empresa não seja ainda um agente do mercado livre, esta deverá selecionar as unidades de forma que o primeiro grupo a migrar já totalize 500 kW, visto que para se tornar agente é necessário atender este requisito. Após a conclusão do processo desse primeiro grupo, as demais unidades poderão migrar individualmente, independente do valor de demanda contratada, visto que o agente já atende ao critério de demanda mínima contratada.

Segue na Tabela 8 relação de unidades que possuem o mesmo CNPJ, com os respectivos valores de demanda contratada e data de finalização dos contratos de fornecimento no ambiente cativo. É importante ressaltar que a decisão de rescindir o contrato deverá ser informada à distribuidora com, no mínimo, 180 dias de antecedência do término da vigência do contrato, conforme determina a Resolução nº 456/00.

Tabela 8 – Informações Contratuais das unidades do estudo de caso

Unidade Consumidor: ▾	Demanda Contratada (kW) Período Umido ▾	Demanda Contratada (kW) Período Seco ▾	Vigencia do Contrato de Fornecimento ▾
1	410	410	abr/09
2	260	260	jun/09
3	140	130	out/09
4	165	165	mar/09
5	315	315	mai/09
6	190	190	set/09
7	160	135	ago/09
8	130	130	abr/09
9	220	170	jun/09
10	180	170	jun/09
11	200	200	nov/09
12	185	175	set/09
13	190	155	out/09
14	360	360	mai/09
15	480	470	jul/09
16	230	230	nov/09
17	205	205	abr/09
18	230	230	dez/09
19	440	430	abr/09
20	360	280	out/09

Dado que nenhuma unidade possui demanda contratada acima de 500 kW será necessário agrupá-las para iniciar o processo. Antes, no entanto, será necessário verificar quais unidades que além de atenderem os requisitos técnicos para participar do mercado de fontes incentivadas também apresentam viabilidade financeira para contratação de energia proveniente de fonte incentivada.

5.3 Comparativo Custo Cativo x Custo Livre

Para o comparativo de custo entre os mercados livre e cativo foram utilizadas as seguintes informações:

- Custo no ACR: Custo de fornecimento + impostos (PIS COFINS), sendo:

- Custo de fornecimento: inclui o custo da demanda de potencia elétrica e consumo de energia.

- Impostos: inclui apenas PIS COFINS, sendo considerado na simulação o percentual de 6%. O ICMS não foi considerado no cálculo.

- Custo no ACL: custo de transporte (TUSD) + custo da energia + custo CCEE + impostos (PIS COFINS)

- TUSD: remunera a distribuidora pelo transporte da energia e encargos.

- Energia: remunera o vendedor pelo fornecimento da energia;

- Custo CCEE: considera valores de encargos cobrados via liquidação financeira (ESS²³), inclui também o valor cobrado dos agentes para manter a CCEE (contribuição CCEE).

- Impostos: o ICMS não foi considerado em nenhuma das parcelas. O PIS COFINS usualmente encontra-se embutido no preço da energia, sendo considerados apenas no cálculo da TUSD, com o valor percentual de 6%.

- Considerou-se que todas as unidades consumidoras apresentaram fator de potência médio mensal horário igual ou superior ao de referência, que conforme estabelecido no artigo 64 da Resolução nº 456/00 equivale a 0,92.

²³ Encargo de Serviços do Sistema: visam recuperar os custos incorridos pelos geradores na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para atendimento da carga. Os valores são rateados pelos agentes da categoria consumo (agentes de distribuição e comercialização, consumidores livres e agentes de exportação), proporcionalmente ao consumo medido (GANIM, 2003).

Para a apuração de custos no ACL foi considerado que o contrato de energia é suficiente para suprir todo o consumo das unidades em questão, não havendo exposição aos preços de curto prazo. Em algumas distribuidoras existe uma cobrança referente ao Custo de Iluminação Pública (CIP), que não foi considerada nesta simulação por incidir nos dois ambientes – ACR e ACL - sendo também os valores pouco representativos no valor total da fatura.

5.3.1 Cálculo do Custo no ACR

O custo de fornecimento foi calculado para todas as modalidades tarifárias para as quais a unidade em questão atendesse os requisitos para contratação, o objetivo é garantir que será calculado para a unidade o menor custo cativo possível de acordo com a regulamentação existente, no que se refere à estrutura tarifária. O cálculo foi realizado de acordo com as fórmulas detalhadas na sequência, para cada estrutura tarifária “e”, posto horário “p” e para um determinado período de faturamento “m”, conforme determinado pela Resolução nº 456/00, nos artigos 49, 50, 51, 53 e 56.

- Cálculo da Demanda Faturável - DF

Se $DC_{(pm)} < DM_{(pm)} \leq (1,1 \times DC_{(pm)})$ então:

$$DF_{(pm)} = DM_{(pm)}$$

Caso contrário,

$$DF_{(pm)} = DC_{(pm)}$$

- Cálculo da Demanda de Ultrapassagem - DU

Se $DM_{(pm)} > (1,1 \times DC_{(pm)})$ então:

$$DU_{(pm)} = DM_{(pm)} - DC_{(pm)}$$

Caso contrário,

$$DU_{(pm)} = 0$$

Onde:

- $DC_{(pm)}$, demanda contratada no respectivo posto horário “p” e período de faturamento “m”, em kW;
- $DM_{(pm)}$, valor máximo de potência medido durante o respectivo posto horário “p” e período de faturamento “m”, em kW;
- $DF_{(pm)}$, demanda faturável no período de faturamento “m” e posto horário “p”, em kW;
- $DU_{(pm)}$, parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada no período de faturamento “m” e posto horário “p”, em kW;
- p , indica posto tarifário, no horário de ponta ou fora de ponta, para as estruturas horosazonais, no caso da estrutura convencional o posto é único;
- m , indica o período de faturamento do cálculo em questão, que ocorre em intervalos de aproximadamente 30 dias;

O custo total de fornecimento (CCem) foi determinado para cada estrutura tarifária e período de faturamento:

$$CC_{em} = (DF_{(pm)} \times TD_{(epm)}) + (3 \times DU_{(pm)} \times TD_{(epm)}) + (EA_{(pm)} \times TC_{(epm)})$$

- CC_{em} , custo de fornecimento cativo total para cada estrutura tarifária “e” e período de faturamento “m”, em R\$;
- $TD_{(epm)}$, tarifa de demanda determinada pela ANEEL em vigor no período de faturamento “m”, aplicável a respectiva estrutura tarifária “e”, e posto horário “p”, em R\$/kW;
- $EA_{(pm)}$, energia ativa consumida no período de faturamento “m” e no respectivo posto horário “p”, em kWh;
- $TC_{(epm)}$, tarifa de consumo determinada pela ANEEL em vigor no período de faturamento “m”, aplicável a respectiva estrutura tarifária “e”, e posto horário “p”, em R\$/kWh;

Acrescentando os impostos ao Custo total de fornecimento, temos:

$$CCI_{em} = CC_{em} / (1 - I/100)$$

Onde:

- CCI_{em} : custo cativo total com impostos para cada estrutura tarifária “e” e período de faturamento “m”, em R\$;
- I : valor referente à cobrança de impostos, expresso em porcentagem;
- e : indica a estrutura tarifária do cálculo em questão;

Os cálculos foram aplicados para todas as unidades selecionadas, para cada mês do ano. O somatório do custo cativo mensal com impostos para os 12 meses do ano, resultou no Custo Cativo Anual com Impostos (CCA_e), calculado para cada estrutura tarifária e unidade

consumidora. De forma a ser possível comparar o custo entre diferentes unidades consumidoras, o Custo Cativo Anual com Impostos foi dividido pelo somatório da energia ativa consumida no período, sendo o resultado obtido em R\$/MWh.

$$CCA_s = \sum_{12_meses} CCI_{(sm)} / \sum_{12_meses} (EA_{(pm)} / 1000)$$

Como referência para comparação com o custo no ACL foi selecionada a estrutura tarifária que apresenta o menor Custo Cativo Anual com Impostos para cada unidade em questão. Conforme esperado, todas as unidades apresentaram menor custo para a estrutura tarifária horo-sazonal verde, não ocorreram casos com seleção de estrutura horo-sazonal azul ou convencional, o que pode ser explicado pelo perfil típico das unidades consumidoras do setor comercial, que apresentam baixa taxa de utilização da demanda contratada no horário de ponta.

$$CCA = \min CCA_s$$

5.3.2 Cálculo do Custo no ACL

Para simulação do custo mensal no ACL, o valor para o contrato de energia foi obtido através do site Energia Direta (ID, 2008), que disponibiliza cotações de preços para energia convencional e incentivada, com base em contratos com diferentes prazos de duração e datas de início de fornecimento. Estes preços representam valores médios negociados no mercado, e não estão diretamente relacionados aos preços de curto prazo, visto que se deseja analisar o custo para unidades que estejam cobertas por contratos, e não expostas no mercado *spot*, de forma a se

excluir da análise o risco financeiro por uma má contratação de energia, que não é o objetivo deste trabalho.

A Tabela 9 representa as informações disponibilizadas no site referentes aos preços para contratos de energia no ACL para fontes incentivadas com 50% de desconto na TUSD. Para realizar a pesquisa deve-se inicialmente determinar o mês de início do contrato na primeira coluna, e na sequência procurar, na mesma linha, a coluna que representa o número de meses com a vigência do contrato.

Tabela 9 – Preços para contratos de energia proveniente de fonte de energia incentivada com 50% de desconto na TUSD (ID, 2008)

		Duração de Contrato - Meses										
Início de Contrato	Meses	1	2	3	4	5	6	12	24	36	48	60
	fev/09	125	145	145	155	155	155	160	170	168	168	165
	mar/09	145	145	150	155	155	155	163	170	168	168	165
	abr/09	150	150	160	160	160	165	165	170	168	168	165
	mai/09	160	160	165	165	165	165	165	170	168	168	165
	jun/09	165	170	170	170	170	170	170	170	168	168	165
	jul/09	170	170	170	170	170	170	170	170	168	168	165
	jan/10	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165
	jan/11	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165	165

Para esta simulação foi considerado um contrato com vigência de 60 meses, para o qual encontramos o preço médio de 165 R\$/MWh, independente da data de início de fornecimento. Com relação à aplicação de impostos não foi considerado o ICMS, para o PIS COFINS considerou-se que o mesmo já está embutido no preço da energia, conforme prática usual de mercado.

Para a obtenção do Custo Anual da Energia (CEA) no ACL foi aplicado um percentual de perdas de 3% sobre o consumo medido, de forma a referenciar o mesmo ao centro de gravidade do sistema.

$$CEA = \sum_{12_meses} (EA_m \times 1,03/1000) \times PE$$

Onde:

- *CEA*, custo da energia no ACL, em R\$;
- *EA*, energia ativa consumida no período de faturamento “m”, em kWh;
- *PE*, preço da energia contratada no ACL, em R\$/MWh;

Para o custo CCEE (C_CCEE), que representa os valores de encargos cobrados através da liquidação financeira, foi adotado o valor médio de 5,28 R\$/MWh, , calculado com base nos valores de ESS divulgados por essa empresa para o ano de 2008 (CCEE, 2008a) e no orçamento da CCEE para 2008 (CCEE, 2008a).

Visto o total pago por ESS pela classe dos agentes da categoria de consumo ser proporcional ao consumo medido no Centro de Gravidade, o valor médio para este encargo foi obtido através do seguinte cálculo:

$$ESS_{médio} = \frac{\sum_{12_meses} Total_Pago_ESS_m}{\sum_{12_meses} Consumo_Mensal_CG_m} = 5,20 \text{ R\$/MWh}$$

Onde:

- *ESS_{médio}*: valor médio mensal para o ESS utilizado no estudo de caso, em R\$/MWh;
- *Total_Pago_ESS_m*: Valor total pago por ESS pelos agentes da categoria consumo no período de faturamento “m”, em R\$;

- *Consumo_Mensal_CGm*: valor total de consumo contabilizado no centro de gravidade no período de faturamento “m”, em MWh;
- *m*: período mensal de faturamento;

O valor médio mensal da contribuição para custeio da CCEE foi obtido através da razão entre o valor total do orçamento da CCEE para 2008, que totaliza R\$ 71,5 milhões e o somatório da geração e do consumo total do sistema verificado no mesmo período. O resultado obtido para uso em todos os meses do estudo de caso foi de 0,08 R\$/MWh.

Desta forma, o custo CCEE é o resultado do somatório da parcela cobrada por ESS e da parcela de contribuição para custeio da CCEE, equivalendo a 5,28 R\$/MWh. Importante ressaltar que este valor não segue os critérios de cálculo definidos pela CCEE, visto que para isso seria necessário possuir dados de consumo discretizados por semana e por patamar horário, no entanto os valores estão muito próximos dos valores efetivamente cobrados em 2008.

$$C_{CCEE} = \sum_{12\text{ meses}} 5,28 \times (EA_m \times 1,03) / 1000$$

O cálculo da parcela que será paga à distribuidora – TUSD – é similar ao cálculo do custo de fornecimento no ambiente cativo, no entanto, por se tratar de energia proveniente de fonte incentivada deve-se considerar o percentual de desconto a ser aplicado sobre a tarifa de demanda.

Após a publicação das Regras de Comercialização versão 2008 o cálculo passou a ser realizado mensalmente pela CCEE, pois o desconto do agente é o desconto médio da energia

comprada, conforme discutido no item 3.1.5.3. Para a simulação, foi considerado o percentual fixo de 50% de desconto, por se tratar de valor mais comumente encontrado no mercado.

Conforme entendimento da ANEEL, o percentual de desconto não deve ser aplicado sobre a parcela de perdas comerciais, que está incluída na tarifa de demanda, visto não haver relação entre esta e o transporte de energia. Desta forma, a partir de maio de 2008, a parcela de demanda da TUSD passou a ser apresentada nas Resoluções de reajuste tarifário como parcela sujeita ao desconto e parcela não sujeita ao desconto, no entanto, para as tarifas da CEMIG utilizadas nesta simulação, esta alteração ainda não estava vigente, devendo o percentual de desconto ser aplicado sobre o valor total da tarifa de demanda.

A Resolução nº 456/00, no artigo 56, estabelece limites de ultrapassagem de demanda diferenciados de acordo com o nível de tensão onde a unidade consumidora está conectada, sendo que unidades atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV apresentam o limite de 10%. Para unidades que contratam energia no ACL não existe esta diferenciação por nível de tensão, sendo o percentual de 5% aplicável a todas as unidades consumidoras, conforme especificado no no § 2º do artigo 3º da Resolução nº 247/06.

Desta forma, para simulação de custos no ACL, deve-se considerar que caso a demanda medida ultrapasse a demanda contratada em percentual superior a 5%, sobre o valor de demanda medida que exceder a demanda contratada incidirá uma tarifa de ultrapassagem sem o desconto previsto e de valor igual a três vezes a tarifa de uso estabelecida para o período em questão.

Na seqüência serão apresentadas as respectivas fórmulas de cálculo para determinação do custo no ambiente livre, para cada posto horário “p” e período de faturamento “m”;

Se $DC_{(pm)} < DM_{(pm)} \leq (1,05 \times DC_{(pm)})$

$$DF_{(pm)} = DM_{(pm)}$$

Caso contrário,

$$DF_{(pm)} = DC_{(pm)}$$

Se $DM_{(pm)} > (1,05 \times DC_{(pm)})$ então:

$$DU_{(pm)} = DM_{(pm)} - DC_{(pm)}$$

Caso contrário $DU_{(pm)} = 0$

Onde:

- $DC_{(pm)}$, demanda contratada no respectivo posto horário “p” e período de faturamento “m”, em kW;
- $DM_{(pm)}$, valor máximo de potência medido durante o respectivo posto horário “p” e período de faturamento “m”, em kW;
- $DF_{(pm)}$, demanda faturável no período de faturamento “m” e posto horário “p”, em kW;
- $DU_{(pm)}$, parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada no período de faturamento “m” e posto horário “p”, em kW;
- p, indica posto tarifário, ponta ou fora de ponta;
- m, indica o período de faturamento do cálculo em questão, que ocorre em intervalos de aproximadamente 30 dias;

O custo total de uso da rede (C_TUSD) foi determinado para cada período de faturamento “m”:

$$C_TUSD_{(m)} = \sum_{12\text{ meses}} \left(((1 - d/100) \times DF_{(pm)} \times TD_{(pm)}) + (3 \times DU_{(pm)} \times TD_{(pm)}) + (EA_{(m)} \times TC_{(pm)}) \right)$$

- $C_TUSD_{(m)}$, custo total pelo uso da rede com desconto de 50% sobre a tarifa de demanda para cada período de faturamento “m”, em R\$;
- $TD_{(pm)}$, tarifa de demanda determinada pela ANEEL em vigor no período de faturamento “m”, aplicável ao respectivo posto horário “p”, em R\$/kW;
- $EA_{(m)}$, energia ativa consumida no período de faturamento “m”, em kWh;
- $TC_{(pm)}$, tarifa de consumo determinada pela ANEEL em vigor no período de faturamento “m”, e posto horário “p”, em R\$/kWh;
- d , percentual de desconto aplicável à tarifa de demanda;

Sobre a TUSD irá incidir o percentual de PIS COFINS:

$$CI_TUSD_m = C_TUSD_m / (1 - I/100)$$

Onde:

- $CI_TUSD_{(m)}$, custo total referente ao uso da rede com impostos com desconto de 50% sobre a tarifa de demanda para cada período de faturamento “m”, em R\$;
- I , valor referente à cobrança de impostos, expresso em porcentagem;

Os cálculos foram aplicados para todas as unidades selecionadas, para cada mês do ano. O somatório do custo total referente ao uso da rede com impostos para os 12 meses do ano resultou no Custo Anual com Impostos (CI_TUSD), calculado para cada unidade consumidora.

$$CI_TUSD = \sum_{12_meses} CI_TUSD_m$$

O Custo Total Anual no Ambiente Livre (CLA) é o resultado do somatório das parcelas de Custo da Energia no ACL, Custo CCEE e Custo referente ao uso da rede: De forma a ser possível comparar o custo entre diferentes unidades consumidoras, o Custo Total Anual no Ambiente Livre foi dividido pelo somatório da energia ativa consumida no período, sendo o resultado obtido em R\$/MWh.

$$CLA = (CEA + C_CCEE + CI_TUSD) / \sum_{12_meses} EA_{(m)} / 1000$$

5.4 Análise dos Resultados

O comparativo do Custo Total da energia elétrica nos ambientes livre e cativo indicou 7 unidades com Custo Total Anual de energia elétrica menor no ACL, as demais unidades não apresentaram redução de custo para contratação de energia proveniente de fontes incentivadas. O estudo considera o comparativo entre os custos totais nos dois ambientes em um período de 12 meses.

Gráfico 6. Economia no ACL – Cenário base

O histograma do Gráfico 6 indica a quantidade de unidades que apresentaram valor de economia para contratação no ACL entre cada um dos intervalos indicados no eixo de Economia no ACL. Do total de 20 unidades analisadas, 65% não apresentaram viabilidade econômica para migração para o ACL.

Considerando as unidades que apresentaram viabilidade para migração para o ACL, não haveria problemas para realizar o agrupamento de unidades para se atingir o valor de 500 kW de demanda contratada. Dentre as unidades que apresentam viabilidade para migração, três finalizam o contrato na mesma época, abril/2009 e totalizam 970 kW de demanda contratada no período seco, valor este superior ao mínimo exigido, conforme pode ser verificado na Tabela 10.

Tabela 10 – Dados contratuais das unidades que apresentaram viabilidade para migração

Unidade Consumidora	Demanda Contratada (kW) Período Umido	Demanda Contratada (kW) Período Seco	Fim da vigência do Contrato de Fornecimento
1	410	410	abr/09
5	315	315	mai/09
8	130	130	abr/09
11	200	200	nov/09
14	360	360	mai/09
19	440	430	abr/09
20	360	280	out/09

Sendo que o preço da energia contratada no ACL, considerado neste estudo, é o mesmo para as unidades simuladas, e que todas pertencem à área de atendimento da CEMIG, apresentando desta forma as mesmas tarifas, pode-se concluir que a diferença de resultados deve-se ao comportamento distinto do perfil de consumo e demanda das unidades. Serão levantados os seguintes indicadores para se analisar quais as diferenças entre os perfis de unidades que apresentam viabilidade econômica para migração para o ACL e unidades que não apresentam.

- Fator de Carga (FC);
- Relação entre Consumo Ativo na Ponta e o Consumo Ativo Total ($CA_{(p)} / CA_{(t)}$);

A Tabela 11, apresentada na seqüência, mostra as unidades ordenadas por ordem decrescente dos valores obtidos para Economia Anual no ACL em R\$/MWh. O campo Unidade Consumidora é apenas o número para identificação da unidade no estudo, Estrutura Tarifária selecionada indica a estrutura tarifária que apresentou o menor custo de fornecimento no ambiente cativo, sendo o custo anual verificado nesta estrutura utilizado para comparativo com o custo total no ACL. Todas as unidades apresentaram menor custo para a estrutura horo-sazonal verde (HSV).

Tabela 11 – Resultados dos indicadores por unidade – cenário base

Unidade Consumidora	Estrutura Tarifária selecionada	Economia Anual ACL (R\$/MWh)	Economia Anual ACL	Economia Anual ACL (%)	Fator de Carga Anual	Fator de Carga Período Seco	Fator de Carga Período Úmido	CA(p)/CA(t)
1	HSV	23,6	R\$ 36.027	8%	0,44	0,43	0,44	10%
5	HSV	19,6	R\$ 25.755	7%	0,50	0,50	0,49	9%
20	HSV	18,6	R\$ 24.457	6%	0,57	0,63	0,48	9%
14	HSV	9,7	R\$ 11.787	3%	0,41	0,40	0,41	9%
11	HSV	4,9	R\$ 3.823	2%	0,43	0,44	0,43	8%
19	HSV	3,3	R\$ 3.771	1%	0,30	0,31	0,29	10%
8	HSV	1,3	R\$ 546	0%	0,37	0,38	0,37	9%
16	HSV	-5,3	R\$ (3.375)	-2%	0,33	0,33	0,33	9%
15	HSV	-41,5	R\$ (66.986)	-16%	0,40	0,40	0,39	5%
6	HSV	-47,7	R\$ (20.377)	-16%	0,27	0,25	0,29	7%
7	HSV	-53,0	R\$ (20.173)	-19%	0,32	0,32	0,31	5%
18	HSV	-58,6	R\$ (28.829)	-19%	0,25	0,26	0,25	6%
17	HSV	-61,3	R\$ (35.774)	-24%	0,34	0,33	0,34	4%
2	HSV	-63,7	R\$ (46.548)	-25%	0,33	0,34	0,32	4%
9	HSV	-70,7	R\$ (28.507)	-25%	0,30	0,30	0,30	5%
10	HSV	-72,4	R\$ (33.771)	-29%	0,30	0,30	0,30	4%
13	HSV	-82,9	R\$ (27.151)	-29%	0,26	0,25	0,27	5%
4	HSV	-95,8	R\$ (36.728)	-39%	0,28	0,29	0,27	2%
3	HSV	-98,9	R\$ (30.243)	-40%	0,26	0,26	0,27	2%
12	HSV	-100,4	R\$ (31.489)	-34%	0,20	0,16	0,27	4%

Os valores de economia verificados no ACL não foram muito atrativos, sendo que apenas 3 unidades apresentaram percentual de economia superior a 5%. É importante ressaltar que nesta etapa do estudo de caso não estão incluídos os valores do investimento no sistema de medição e faturamento.

5.4.1 Fator de Carga

Para avaliar o comportamento das unidades através do fator de carga realizou-se o cálculo mensal em todo o período analisado, obtendo-se, em seguida, o valor médio anual. Para identificar possíveis diferenças de comportamento entre os períodos seco e úmido também foi calculado o valor médio referente a cada um destes períodos.

Os resultados, apresentados na Tabela 11, indicam uma característica de baixo fator de carga, onde quase todas as unidades analisadas apresentaram fatores abaixo de 0,50. Não foram verificadas diferenças significativas entre os fatores de carga dos períodos seco e úmido, com

exceção apenas das UCs nº20 e nº12, que possuem desvios de 30% e 40% em relação ao período úmido, respectivamente, desta forma nas análises foram utilizados apenas os valores do fator de carga anual.

No geral, as unidades que apresentaram viabilidade econômica para migração para o ACL possuem o fator de carga anual mais alto do que as demais unidades, acima de 0,37, sendo que apenas as UCs nº19 e nº15 não se enquadram nessa condição.

Pelo perfil da tarifa horo-sazonal verde, que apresenta valores mais baixos para a parcela da tarifa que incide sobre a demanda²⁴, unidades com baixo fator de carga serão menos penalizadas do que em outras modalidades tarifárias. Já na estrutura de tarifas para unidades livres, que exige a contratação de demanda para os horários de ponta e fora de ponta, o custo da demanda apresenta maior participação no custo total da energia em comparação à estrutura horo-sazonal verde, mesmo com o desconto aplicado sobre esta parcela no ACL. Desta forma, quanto menor o fator de carga da unidade, maior é a probabilidade desta apresentar menor custo para contratação de energia no ACR, considerando-se estrutura HSV.

5.4.2 Percentual de Consumo no Horário de Ponta

A proporção entre o consumo medido no horário de ponta e o consumo total da unidade foi obtida através da razão entre a soma dos consumos mensais medidos no horário de ponta e o consumo total anual de cada unidade.

²⁴ O valor da parcela da tarifa que incide sobre a demanda na estrutura horo-sazonal verde é mais baixo em relação a mesma parcela da TUSD (mesmo com a aplicação de 50% de desconto sobre esta parcela), na vigência da Resolução 626/08, que determina as tarifas da CEMIG utilizada neste estudo de caso.

Como pode ser verificado na Tabela 11 todas as unidades que apresentaram viabilidade econômica para o ACL, ou que ficaram muito próximas desta situação, possuem valores para esta relação entre 8% e 10%, o que indica unidades com um percentual alto de consumo na ponta.

Um dos motivos para essa característica pode ser explicado pelo perfil da tarifa horosazonal verde, que penaliza o consumo durante o horário de ponta através da aplicação de uma tarifa mais alta para este patamar horário. Como a maioria dos contratos de energia negociados no ACL não apresenta distinção de preço entre os patamares de consumo, as unidades que apresentam uma maior proporção do consumo de ponta em relação ao consumo total possuem maior probabilidade de apresentarem viabilidade econômica para contratação no ACL.

5.4.3 *Análise de Sensibilidade*

O objetivo desta análise de sensibilidade é determinar o impacto na viabilidade de migração para o ACL frente às alterações no preço da energia contratada no ambiente livre, determinando, também, o grau de variação dos indicadores (fator de carga e percentual de consumo no horário de ponta). Serão analisados cenários montados a partir de variações sobre o preço atual de mercado.

Foram analisados 2 cenários: o primeiro considera um acréscimo de 10% sobre o preço atual da energia, e o segundo cenário uma redução de 10% sobre este valor. Estes percentuais de variação foram escolhidos por representarem valores de possível ocorrência no cenário atual. Não houve necessidade de recálculo dos indicadores, visto que estes estão ligados aos valores de consumo e demanda das unidades, que não foram alterados.

5.4.3.1 Cenário 1: Aumento do Preço da Energia

No Cenário 1 foi considerado um acréscimo de 10% sobre o preço atual da energia, resultando em um preço contratual de 181,50 R\$/MWh. O custo final no ACL foi recalculado considerando este valor.

No Gráfico 7 é possível visualizar o comportamento das unidades com relação à economia verificada para contratação de energia no mercado de fontes incentivadas. Para este cenário verifica-se uma redução de 7 para 3 no número de unidades com viabilidade de migração para o ACL, sendo que as demais unidades apresentaram valores de economia negativos.

Gráfico 7. Economia no ACL – cenário 1

Na Tabela 12 estão indicados os valores de economia, o fator de carga e o percentual de consumo no horário de ponta, sendo que as unidades estão ordenadas por ordem decrescente dos valores obtidos para Economia Anual no ACL em R\$/MWh

Tabela 12 - Resultados dos indicadores por unidade – cenário 1

Nº da UC	ET selecionada	Demanda Contratada (kW)		Fim da Vigência Contrato de Fornecimento Cativo	Economia Anual ACL (R\$/MWh)	Economia Anual ACL (R\$)	Economia Anual ACL (%)	FC	CA(p)/CA(t)
		Período Seco (kW)	Período Úmido (kW)						
1	HSV	410	410	Abr/09	6,6	R\$ 10.061	2%	0,44	10%
5	HSV	315	315	Mai/09	2,6	R\$ 3.465	1%	0,50	9%
20	HSV	280	360	Out/09	1,6	R\$ 2.154	1%	0,57	9%
14	HSV	360	360	Mai/09	-7,3	R\$ (8.889)	-2%	0,41	9%
11	HSV	200	200	Nov/09	-12,1	R\$ (9.409)	-4%	0,43	8%
19	HSV	430	440	Abr/09	-13,7	R\$ (15.512)	-4%	0,30	10%
8	HSV	130	130	Abr/09	-15,7	R\$ (6.652)	-5%	0,37	9%
16	HSV	230	230	Nov/09	-22,3	R\$ (14.158)	-7%	0,33	9%
15	HSV	470	480	Jul/09	-58,5	R\$ (94.390)	-23%	0,40	5%
6	HSV	190	190	Set/09	-64,7	R\$ (27.637)	-21%	0,27	7%
7	HSV	135	160	Ago/09	-70,0	R\$ (26.645)	-25%	0,32	5%
18	HSV	230	230	Dez/09	-75,6	R\$ (37.190)	-25%	0,25	6%
17	HSV	205	205	Abr/09	-78,3	R\$ (45.699)	-30%	0,34	4%
2	HSV	260	260	Jun/09	-80,7	R\$ (58.971)	-32%	0,33	4%
9	HSV	170	220	Jun/09	-87,7	R\$ (35.356)	-30%	0,30	5%
10	HSV	170	180	Jun/09	-89,4	R\$ (41.698)	-35%	0,30	4%
13	HSV	155	190	Out/09	-99,9	R\$ (32.715)	-34%	0,26	5%
4	HSV	165	165	Mar/09	-112,8	R\$ (43.242)	-46%	0,28	2%
3	HSV	130	140	Out/09	-115,9	R\$ (35.439)	-47%	0,26	2%
12	HSV	175	185	Set/09	-117,4	R\$ (36.821)	-40%	0,20	4%

As três unidades que apresentaram economia maior que zero totalizam 1.005 kW de demanda contratada no período seco e 1.085 kW no período úmido. Para migrar para o ACL seria necessário o agrupamento de pelo menos duas dessas unidades com a mesma data de término de vigência do contrato de fornecimento no ambiente cativo, de forma a totalizar 500 kW de demanda contratada.

Conforme dados da Tabela 12 verifica-se que as três unidades consumidoras em questão possuem datas de finalização de contratos de fornecimento no ACR distintas. Para contornar essa situação este consumidor teria duas opções:

- Opção 1: Negociar junto à distribuidora prolongamento ou redução do prazo de vigência do contrato de uma das unidades consumidoras, de forma a coincidir a data de finalização contratual com uma das outras unidades. Essa possibilidade é permitida pela legislação, visto que a Resolução nº 456/00, no § 2º do artigo 23, determina que o prazo de vigência do contrato de fornecimento, estabelecido em 12 meses, pode ser alterado quando houver acordo diferente entre as partes.
- Opção 2: Finalizar o contrato de fornecimento da unidade consumidora que possui a data mais próxima de fim de vigência e manter essa unidade sem contrato até que a próxima unidade da relação possa migrar.

Na primeira opção não haveria custos adicionais, no entanto a continuidade do processo dependeria da colaboração da distribuidora. Considerando a opção 2 o consumidor poderia finalizar o contrato da unidade Nº1 em abril/2009 e aguardar até maio/2009 para migrar esta unidade, agrupando com a unidade Nº5. Neste caso, no mês de abril, a unidade Nº1 pagaria ultrapassagem de demanda sobre todo o valor de demanda medida. O impacto financeiro da opção 2 é de R\$ 11.492,25, o que inviabiliza a migração, visto que o custo adicional de um único mês por cobrança de demanda de ultrapassagem supera a economia estimada para 12 meses de contratação no ACL.

Não foram observadas diferenças no comportamento do fator de carga e percentual de consumo na ponta. Unidades que apresentam valores mais altos em relação a esses dois indicadores mantiveram maior probabilidade de apresentarem viabilidade econômica para migração o mercado livre, no entanto, quanto maior preço da energia no ACL, maior é a necessidade da unidade apresentar valores altos nos dois indicadores, e não em apenas um deles.

5.4.3.2 Cenário 2: Redução do Preço da Energia

No Cenário 2 foi considerado uma redução de 10% sobre o preço atual da energia, resultando em um preço contratual de R\$ 148,50/MWh. O custo final no ACL foi recalculado considerando este valor.

A redução no preço da energia não apresentou um aumento relevante no número de unidades com viabilidade econômica para migração para o ACL. Neste cenário tem-se 8 unidades com economia positiva, o que difere de apenas 1 unidade do cenário base. O Gráfico 8 mostra esta situação.

Gráfico 8. Economia no ACL – cenário 2

Na Tabela 13 estão indicados os valores de economia, o fator de carga e o percentual de consumo no horário de ponta, sendo que as unidades estão ordenadas por ordem decrescente dos valores obtidos para Economia Anual no ACL (em R\$/MWh).

Tabela 13 - Resultados dos indicadores por unidade – cenário 2

Nº da UC	ET selecionada	Demanda Contratada (kW)		Fim da Vigência Contrato de Fornecimento Cativo	Economia Anual ACL (R\$/MWh)	Economia Anual ACL (R\$)	Economia Anual ACL (%)	FC	CA(p)/CA(t)
		Período Seco (kW)	Período Úmido (kW)						
1	HSV	410	410	Abr/09	41	R\$ 61.993	13%	0,44	10%
5	HSV	315	315	Mai/09	37	R\$ 48.045	12%	0,50	9%
20	HSV	280	360	Out/09	36	R\$ 46.759	12%	0,57	9%
14	HSV	360	360	Mai/09	27	R\$ 32.463	9%	0,41	9%
11	HSV	200	200	Nov/09	22	R\$ 17.055	8%	0,43	8%
19	HSV	430	440	Abr/09	20	R\$ 23.053	6%	0,30	10%
8	HSV	130	130	Abr/09	18	R\$ 7.744	6%	0,37	9%
16	HSV	230	230	Nov/09	12	R\$ 7.408	4%	0,33	9%
15	HSV	470	480	Jul/09	-25	R\$ (39.582)	-10%	0,40	5%
6	HSV	190	190	Set/09	-31	R\$ (13.117)	-10%	0,27	7%
7	HSV	135	160	Ago/09	-36	R\$ (13.702)	-13%	0,32	5%
18	HSV	230	230	Dez/09	-42	R\$ (20.468)	-14%	0,25	6%
17	HSV	205	205	Abr/09	-44	R\$ (25.850)	-17%	0,34	4%
2	HSV	260	260	Jun/09	-47	R\$ (34.124)	-18%	0,33	4%
9	HSV	170	220	Jun/09	-54	R\$ (21.658)	-19%	0,30	5%
10	HSV	170	180	Jun/09	-55	R\$ (25.845)	-22%	0,30	4%
13	HSV	155	190	Out/09	-66	R\$ (21.587)	-23%	0,26	5%
4	HSV	165	165	Mar/09	-79	R\$ (30.215)	-32%	0,28	2%
3	HSV	130	140	Out/09	-82	R\$ (25.048)	-33%	0,26	2%
12	HSV	175	185	Set/09	-83	R\$ (26.157)	-28%	0,20	4%

Neste cenário não haveria problema com relação ao agrupamento de unidades para totalizar a demanda contratada de 500 kW. Entre as unidades que apresentaram viabilidade econômica para migração para o ACL, três finalizam o contrato de fornecimento em abril/2009, sendo que nenhuma apresenta término da vigência em data anterior a esta. Agrupadas, estas unidades apresentam demanda contratada de 970 kW no período seco e 980 kW no período úmido. A partir da migração destas unidades agrupadas o agente já terá atingido a demanda mínima contratada para participação no ACL, permitindo que as demais unidades migrem individualmente.

Com o preço da energia no ACL mais baixo, unidades com fator de carga entre 0,30 e 0,38 já apresentam viabilidade para migração, desde que também apresentem percentual de

consumo na ponta superior a 8%. A análise deste percentual mostra que, mesmo com preços de energia mais baixos no ACL, as unidades com relação entre consumo ponta e consumo total abaixo de 8% não apresentaram atratividade para contratação neste mercado.

Pela análise deste cenário a relação entre consumo ponta e consumo total mostra ser mais decisiva na viabilidade de migração do que o fator de carga da unidade.

5.4.4 Impacto do Custo do Sistema de Medição e Faturamento - SMF

A obrigatoriedade de adequar o Sistema de Medição e Faturamento, discutida no item 3.1.4, trouxe um impacto adicional para as empresas que desejam contratar energia proveniente de fontes incentivadas, ou que já fazem parte deste mercado. Entre várias dificuldades encontradas pode-se destacar:

- Os requisitos para adequação do SMF estão definidos em um procedimento provisório, sujeito à alterações quando da publicação do procedimento definitivo. Não existem garantias para o consumidor de que a adequação atual atenderá os requisitos do procedimento definitivo;
- Prazos extensos para entrega de equipamentos por parte dos fabricantes, principalmente no caso dos transformadores de potencial e de corrente, chegando a superar 100 dias. Visto que a partir da publicação da Resolução nº 248/07 a adequação do SMF é pré-requisito para conclusão do processo de migração para o ACL, o prazo para entrega de equipamentos pode inviabilizar vários processos;

- Divergência quanto ao entendimento da responsabilidade de execução do projeto. Enquanto algumas distribuidoras se responsabilizam apenas pela aprovação do projeto técnico e comissionamento, outras exigem que toda a execução do serviço fique sob sua responsabilidade, impedindo a busca de opções mais competitivas por parte do consumidor.
- Dificuldades para conciliar a data de desligamento da energia elétrica para troca dos equipamentos com os processos da empresa, disponibilidade de equipe da distribuidora e com o prazo necessário para atender a data de migração para o ACL. Em prédios comerciais é comum que o desligamento atinja outras empresas, complicando ainda mais a escolha da data.

Além das dificuldades apontadas, deve ser considerado na análise de viabilidade econômica de migração para o ACL o impacto do custo do SMF. Para unidades pertencentes ao subgrupo A4 encontram-se grandes variações no custo de adequação, de acordo com dados de mercado, os orçamentos variam desde R\$ 50.000 até R\$ 100.000. Para uso neste estudo de caso foi considerado o valor médio de R\$ 75.000.

A Tabela 14 apresenta o resultado do Impacto da Economia no ACL com a inclusão do custo do SMF no primeiro mês de faturamento. Os dados indicam que no prazo de 12 meses nenhuma das unidades analisadas recupera o investimento no SMF. Para uma empresa que deseje recuperar seu investimento em até um ano, a migração para o ACL não seria atrativa para nenhuma das unidades consumidoras deste estudo.

Foi definido nesta análise o prazo de 12 meses para retorno por se tratar de um investimento fora do *core business* das empresas, para os quais usualmente se espera um retorno mais rápido.

Tabela 14 – Impacto do investimento no SMF sobre o valor da economia no ACL – base 12 meses

Nº da UC	ET selecionada	Cenário Base	Cenário 1	Cenário 2
		Economia Anual ACL (R\$/MWh)	Economia Anual ACL (R\$/MWh)	Economia Anual ACL (R\$/MWh)
1	HSV	-26	-43	-9
5	HSV	-38	-55	-21
20	HSV	-39	-56	-22
14	HSV	-52	-69	-35
19	HSV	-63	-80	-46
15	HSV	-88	-105	-71
11	HSV	-91	-108	-74
16	HSV	-124	-141	-107
2	HSV	-166	-183	-149
8	HSV	-176	-193	-159
17	HSV	-190	-207	-173
18	HSV	-211	-228	-194
6	HSV	-223	-240	-206
10	HSV	-233	-250	-216
7	HSV	-250	-267	-233
9	HSV	-257	-274	-240
4	HSV	-292	-309	-275
13	HSV	-312	-329	-295
12	HSV	-339	-356	-322
3	HSV	-344	-361	-327

5.4.5 Sazonalidade do Consumo

A sazonalidade indica as variações do comportamento do consumo durante os meses do ano. Os contratos de energia no ACL podem prever essa variação, sendo procedimento usual de mercado contratar um montante de energia anual com um percentual de flexibilidade, que deve ser informado mensalmente ao fornecedor.

O Gráfico 9 apresenta uma situação onde o consumidor possui um contrato mensal de 1.000 MWh, com uma flexibilidade de $\pm 10\%$ sobre o montante de energia contratada, de forma

que o contrato será suficiente para suprir o consumo sempre que este estiver entre 900 MWh (limite inferior) e 1.100 MWh (limite superior). As flechas indicam os meses onde o consumo verificado está fora dos limites definidos no contrato.

Gráfico 9. Representação da sazonalidade da carga X flexibilidades contratuais

Os meses de janeiro e dezembro mostram uma situação onde o consumo mensal é superior ao limite do contrato, ou seja, o contrato não é suficiente para cobrir o consumo do agente, e o mesmo estaria exposto aos preços do mercado spot. Neste caso, para cobrir a diferença entre o limite superior do contrato e o consumo mensal, o agente possui duas opções:

- Comprar energia no curto prazo para suprir a diferença entre o consumo medido e o limite superior do contrato, apenas para o período em questão: os contratos de curto prazo usualmente são valorados ao PLD mais uma taxa de corretagem, ou seja, de qualquer forma o consumidor estaria exposto ao preço do mercado *spot*, no entanto todo o consumo estaria coberto por

contratos, evitando-se a ocorrência de eventuais cobranças de penalidade por insuficiência de cobertura de consumo²⁵.

- Permanecer com a parcela de consumo excedente exposta: Neste caso não é necessária nenhuma ação do agente. Durante a liquidação financeira, a CCEE irá verificar que o montante de energia consumido é superior ao montante contratado, sendo a diferença valorada pelo PLD, por patamar de carga semanal, podendo o agente sofrer eventual cobrança de penalidade por insuficiência de cobertura de consumo.

No mês de setembro verifica-se a situação inversa, o consumo mensal é menor que o limite inferior do contrato, ou seja, o agente possui uma sobra contratual. Neste caso a única opção para o agente é liquidar a sobra contratual na CCEE, ou seja, por ocasião da liquidação financeira o agente receberá esta sobra valorada ao PLD, por patamar de carga semanal.

As situações apresentadas podem representar prejuízo ou economia para o consumidor, dependendo da diferença entre o PDL e o preço do seu contrato de energia. Se o preço de contrato é inferior ao PLD, o agente terá prejuízo quando consumir acima do contrato, caso o preço de contrato seja superior ao PLD o agente terá prejuízo quando apresentar sobra contratual e liquidar a diferença na CCEE.

Nas situações em que existe sobra no mercado de energia, conforme ocorrido entre 2004 e 2005, os fornecedores tendem a oferecer maiores flexibilidades nos contratos. A partir de 2007, com a redução da energia disponível para contratação no ACL, os fornecedores passaram a oferecer contratos com flexibilidades mais limitadas.

²⁵ Conforme discutido no item 3.1.5.2, a penalidade por insuficiência de cobertura de consumo não considera o resultado individual do mês, mas sim o histórico dos últimos 12 meses.

Em (OLIVEIRA; SILVEIRA; BRAGA, 2000) afirma-se que a amplitude sazonal média comercial é bem maior do que a industrial. Esta característica pode trazer maiores dificuldades para um agente deste setor atender adequadamente a sua carga no ACL. Valores praticados atualmente no mercado para flexibilidade mensal sobre o montante de energia contratada giram em torno de $\pm 5\%$, caso o consumidor necessite de flexibilidade maior do que a oferecida pelo fornecedor certamente haverá reflexo no preço da energia.

Considerando os resultados do estudo de caso, que mostram que para unidades do setor comercial o preço atual da energia no ACL é pouco competitivo frente à contratação de energia no ACR, a necessidade de maiores flexibilidades pode vir a inviabilizar o processo, caso esta implique em aumento no preço da energia.

Em (OLIVEIRA; SILVEIRA e BRAGA; 2000) a temperatura e a atividade econômica são apontadas como as principais responsáveis pela sazonalidade no setor comercial. Na indústria alterações relevantes no perfil de consumo geralmente devem-se à ações que possuem um planejamento, como por exemplo, alterações na produção ou manutenções programadas, já no segmento comercial a simples alteração na utilização de um equipamento adicional de ar condicionado pode afetar drasticamente o perfil de consumo.

No caso da migração de um conjunto de unidades para o ACL, geralmente a flexibilidade necessária sobre o volume de energia é reduzida. Nestes casos o consumo excedente de uma unidade pode ser compensado por outra unidade que tenha consumido menos do que o previsto naquele determinado mês, facilitando a manutenção do consumo total das unidades dentro dos limites contratuais.

O Gráfico 10 mostra o comportamento do consumo anual das 20 unidades deste estudo de caso. A curva do gráfico que indica o Perfil Anual de Consumo é o resultado da soma mensal do consumo de todas as unidades, esta curva foi comparada com o consumo médio anual, obtido através da média dos consumos mensais.

Gráfico 10. Sazonalidade do Consumo: 20 unidades

Considerando o consumo agrupado das 20 unidades consumidoras verifica-se que a amplitude da curva de sazonalidade não é acentuada, o mês de junho apresenta o maior percentual de desvio, que equivale a - 8%.

O Gráfico 11 apresenta a curva de consumo de uma única unidade consumidora. Neste caso a curva do consumo mensal apresenta um comportamento menos regular em relação ao consumo médio, chegando a apresentar um desvio de - 28%.

Gráfico 11. Sazonalidade do Consumo: 1 unidade

O comparativo dessas duas curvas mostra a importância da contratação através do agrupamento de unidades para empresas do setor comercial, como forma de contornar os riscos de exposição ao mercado *spot*, devido à elevada sazonalidade das unidades.

5.4.6 Sazonalidade do Consumo

Apresenta-se neste sub-item um comparativo entre a tarifa de fornecimento média da CEMIG e a tarifa de três concessionárias selecionadas: ELETROPAULO, COELBA e COPEL. O objetivo é verificar de que forma a tarifa influenciou no resultado da simulação.

Para este comparativo obteve-se a tarifa média de fornecimento, para cada unidade consumidora usada na simulação, através da divisão do Custo Cativo Anual com Impostos pelo somatório da energia ativa consumida no período, sendo o resultado obtido em R\$/MWh. A tarifa média de fornecimento de cada concessionária é a média aritmética dos resultados obtidos para cada unidade, conforme apresentado na Tabela 15.

As tarifas de fornecimento da ELETROPAULO, COELBA e COPEL foram obtidas das Resoluções ANEEL N° 675/2008, N° 638/2008 e N° 663/2008, respectivamente.

Tabela 15 – Comparativo de Tarifa Média de Fornecimento

Concessionárias	Tarifa Média (R\$/MWh)
Cemig	286,46
Eletropaulo	242,43
Coelba	261,68
Copel	211,88

A análise das tarifas médias de fornecimento mostra que a tarifa da CEMIG apresenta um valor relativamente alto quando comparado aos resultados obtidos para as demais concessionárias, chegando a ser 35% superior à tarifa da COPEL. Desta forma, entende-se que caso este estudo fosse ampliado para outras concessionárias, a atratividade de contratação de energia incentivada seria ainda menor, podendo haver concessionárias onde nenhuma unidade se apresente como viável.

6 CONCLUSÕES E DESENVOLVIMENTOS FUTUROS

A regulamentação da comercialização de energia proveniente de fontes incentivadas é um processo em constante desenvolvimento, iniciado com a publicação da Lei nº 9.648/98, que permitiu a compra de energia gerada a partir de PCHs por consumidores com demanda superior a 500 kW. A inserção desses consumidores no ACL foi marcada por uma série de dificuldades ocasionadas, principalmente, por diversos aspectos do mercado que careciam de regulamentação.

A Resolução nº 247/06 ampliou as possibilidades de contratação de energia incentivada por parte dos consumidores especiais, e marcou o amadurecimento desse mercado através do preenchimento de lacunas que existiam na base regulatória. A partir desses acontecimentos, esperava-se um crescimento expressivo do número de contratações, o que não ocorreu.

Este trabalho trata da atratividade da contratação de energia incentivada por consumidores especiais, com foco em empresas do setor comercial com um número relevante de unidades consumidoras que atendem os requisitos para contratação através do agrupamento de unidades. Para empresas com este perfil, a migração de unidades para o ACL traz uma série de desafios, quer seja pelo pouco conhecimento do funcionamento do mercado como pela própria característica dessas empresas, marcada por grande número de unidades consumidoras e baixos volumes de energia consumidos.

A partir do momento que a empresa inicia suas operações no ACL, o processo de gestão dos contratos dessas unidades será totalmente diferenciado. A empresa poderá assumir essas novas atividades, para as quais precisará se preparar, ou contratar uma empresa especializada, o

que resultará em custos adicionais. Os novos processos de gestão, resultantes da contratação de energia no ACL e que foram discutidos no capítulo 3 deste trabalho, exigem conhecimentos mais profundos do mercado e trazem insegurança para potenciais candidatos a consumidores livres.

Para que as empresas se disponham a enfrentar as dificuldades impostas pelo aumento da complexidade do seu processo de gestão de contratos e a exposição aos riscos envolvidos com a contratação de energia incentivada no ACL, é necessário que a redução no custo da energia proporcionada por esta migração seja suficientemente atrativa para o consumidor.

O estudo de caso, apresentado no capítulo 5, compara os custos da energia nos ambientes livre e cativo, para um conjunto de vinte unidades consumidoras com o perfil de carga similar ao de uma empresa do setor comercial. Para comparação com o custo da energia no ACL foi utilizada a simulação de custos no ambiente cativo com a estrutura tarifária mais adequada para a unidade consumidora em questão, que em todos os casos foi a estrutura horo-sazonal verde.

A análise do resultado nos mostra que com o preço atual de mercado da energia incentivada, os percentuais de economia no custo desta são inferiores a 10%. Entre as unidades que apresentaram viabilidade econômica para contratação no ACL pode-se identificar algumas características comuns, sendo:

- Valores mais altos para o Fator de Carga, superiores a 0,37;
- Razão entre o consumo do horário de ponta e o consumo total da unidade entre 8% e 10%.

A análise de sensibilidade ao preço da energia mostra que um aumento de 10% sobre o preço atual de mercado da energia provoca uma redução maior que 50% no número de unidades com viabilidade econômica para migração, considerando o universo deste estudo. Com base neste

resultado pode-se afirmar que o mercado de fontes incentivadas está atuando próximo de uma situação limite de atratividade do ponto de vista do consumidor especial.

O cenário de contratação com redução do preço da energia mostra a importância da unidade apresentar percentual de consumo no horário de ponta próximo a 10%. As unidades analisadas neste estudo com percentuais próximos a 5% não apresentam viabilidade para migração, mesmo em cenários de preços mais baixos. No segmento comercial é muito comum haver unidades com este perfil, pode-se considerar como exemplo o setor bancário, que tem seu pico de funcionamento antes das 17:00 h., e apresenta uma drástica redução na curva de carga após este horário, o que acarreta um percentual de consumo mais baixo no horário de ponta.

A obrigatoriedade da adequação do SMF tem um grande impacto financeiro para os consumidores livres em geral. No caso do consumidor especial a situação é agravada pela quantidade de unidades consumidoras, visto que cada um dos pontos deverá ser adequado individualmente. No segmento comercial são muito mais dinâmicos os processos de fechamento de unidades e mudanças de endereço, o que pode acarretar a perda do investimento antes da sua total recuperação, caso ocorra uma dessas situações em uma das unidades que contratam no ACL.

Empresas do setor comercial procuram retorno rápido para investimentos que não estejam relacionados ao negócio principal da empresa, que seria o caso da adequação do SMF, motivo pelo qual se analisou o retorno em apenas 12 meses. O resultado mostra que nenhuma das unidades apresenta retorno para o investimento no SMF no período considerado, o que inviabiliza a migração de todas as unidades analisadas, em todos os cenários de preços considerados.

Este estudo permite concluir que a atratividade financeira do mercado de fontes incentivadas é muito baixa para consumidores com o perfil de consumo do setor comercial. Este setor, que é um dos mais favorecidos pela abertura do mercado proporcionada pela Resolução nº 247/06, poderia representar um grande mercado para os fornecedores de energia incentivada, no entanto o cenário atual é bem desestimulante para estas empresas.

Após superadas as lacunas regulatórias que existiam para a comercialização de energia incentivada no ACL, tudo indica que o próximo desafio é prover a atratividade do ponto de vista econômico para os consumidores especiais, o que irá representar um grande estímulo para o crescimento e desenvolvimento deste mercado.

6.1 Sugestão para Desenvolvidos Futuros

Neste trabalho foi analisada a atratividade econômica do mercado de fontes incentivadas para consumidores do setor comercial com agrupamento de unidades que atinja 500 kW de demanda contratada. Não foi abordado o impacto do crescimento do mercado livre, que pode ser proporcionado pela Resolução nº 247/06, sob o ponto de vista das distribuidoras.

Para desenvolvimento de futuros trabalhos sugere-se a análise da ocorrência de um crescimento relevante no número de consumidores especiais dentro do mercado das distribuidoras, com uma abordagem voltada para o benefício do desconto na TUSD e os impactos que a extensão deste subsídio a um número maior de consumidores pode trazer ao mercado em geral e às distribuidoras.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] ALMEIDA, A. A. **A comercialização de energia elétrica no varejo – riscos e oportunidades.** In: XVIII SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. SNPTEE 2005. Curitiba, 2005.
- [2] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa nº 247/2006.** In: 8º Encontro de Negócios de Energia. São Paulo, 2007.
- [3] ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 3 de setembro de 2008.
- [4] CAVALIERO, C. K. N.; SILVA, E. P. **Geração de energia elétrica: As novas regulamentações para as fontes renováveis alternativas.** In: 4º ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL. AGRENER 2002. Campinas, 2002.
- [5] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Papéis e Responsabilidades.** Treinamento para Agentes do Setor Elétrico. São Paulo: CCEE, 2005.
- [6] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Boletim Informativo – Operações dos Agentes na CCEE.** Versão Dez/2008. São Paulo: CCEE, 2008a.
- [7] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Comercialização de Energia Incentivada.** Treinamento para Agentes do Setor Elétrico. São Paulo: CCEE, 2008b.
- [8] CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Regras e Procedimentos de Comercialização.** Versão Jan/2008. São Paulo: CCEE, 2008c.

- [9] CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 1º de junho de 2008 e 22 de fevereiro de 2009.
- [10] CORAZZA, G.; MIRANDA, L.; SCHMIDT, C. (Coord.). **A energia elétrica em debate: a experiência brasileira e internacional de regulação**. Porto Alegre: UFRGS Editora, 2003.
- [11] EPE. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 20 de julho de 2008.
- [12] GANIM, A. **Setor elétrico brasileiro: aspectos regulamentares e tributários**. Rio de Janeiro: Canal Energia, 2003.
- [13] ID. **ENERGIA DIRETA**. Disponível em: <https://energiadireta.com.br> – Acesso: em 05 de dezembro de 2008.
- [14] JABUR, M. A. **Racionamento: do susto à consciência**. São Paulo: Terra das Artes, 2001.
- [15] JANUARIO, A. C. V. **O mercado de energia elétrica de fontes incentivadas: proposta para sua expansão e implicações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, 2007.
- [16] LANDAU, E. (Coord.). **Regulação Jurídica do Setor Elétrico**. Rio de Janeiro: Lumen Juris Editora, 2006.
- [17] MME. **Ministério de Minas e Energia**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br>. Acesso em : 10 de fevereiro de 2009.

- [18] OLIVEIRA, A.; SILVEIRA, G. B.; BRAGA, J. M. **Diversidade Sazonal do Consumo de Energia Elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2000.
- [19] OLIVEIRA, F. A. de O. **Modelo de Planejamento e Formação do Preço de Curto Prazo – NEWAVE**. Itajubá: Notas de Aula, 2008.
- [20] ÖLZ, S.; SIMS, R.; KIRCHNER, N. **Contribution of Renewables to Energy Security**. In: IEA Information Paper. França, 2007
- [21] ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 8 de janeiro de 2009.
- [22] PIRES, J. C. L. **Desafios da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Textos para discussão n.76. Rio de Janeiro: BNDES, 2000.
- [23] SANTANA, E.A. **Teoria do Agente Principal, Regulação e Performance da Indústria de Energia Elétrica**. Textos para discussão n.3. São Carlos: UFSC, 1995.
- [24] SILVA, E. L. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001.

ANEXO A

Simulação de Exposição ao PLD

Cenário 1: Simulação do custo da energia de um consumidor especial com 20% da sua carga exposta aos preços de curto prazo em janeiro de 2008, no submercado Sudeste.

Tabela 16 – Dados utilizados na simulação

Subgrupo	A4
Demanda Contratada (kW)	1000
Fator de Carga	0,6
Preço de Contrato (R\$/MWh)	140
PLD _{médio} (R\$/MWh)	502,45

Obs: Foi considerado um percentual de perdas de 3%.

Para o cálculo do Consumo (E), temos:

$$E = (h \times dias \times D \times FC) / 1000 = 24 \times 31 \times 1000 \times 0,6 / 1000 = 446,40 \text{ MWh/mês}$$

Onde,

- *h*: é o total de horas do dia;
- *dias*: é o total de dias do mês;
- *Demanda*: máximo valor de demanda medido no mês;
- *FC*: corresponde ao fator de carga da unidade consumidora.

Para fins de simplificação, no cálculo da liquidação financeira será considerado o valor mensal de consumo e o PLD médio do mês, não sendo realizado o cálculo por semana e por patamar de carga.

Situação 1 – Consumidor com consumo 100% lastreado por contrato

- Consumo medido: 446,40 MWh
- Consumo medido + 3% perdas = 459,79 MWh
- Volume de energia contratado: 459,79 MWh

O custo total da energia será o valor pago pelo contrato, ao fornecedor de energia, mais o valor pago na liquidação financeira. Desta forma, temos:

$$CO = Ec \times PE = 445,79 \times 140 = R\$ 64.370,60$$

Onde,

- *CO*: valor pago pela energia faturada ao fornecedor;
- *Ec*: Volume de energia contratado;
- *PE*: Preço do contrato.

Referente a cobrança por possíveis exposições apresenta-se o seguinte cálculo, valorado pelo PLD médio do mês de janeiro/08

$$LF = PLD \times (Ep - Ec) = 502,45 \times (459,79 - 459,79) = 0$$

Onde,

- *LF*: total pago na liquidação financeira
- *PLD*: PLD médio do mês de janeiro/08
- *Ep*: Consumo medido acrescido de 3% de perdas

Dessa forma tem-se que o Custo da Energia (CE) equivale a:

$$CE = CO + LF = 64.370,60 + 0 = R\$ 64.370,60$$

Situação 2 – Consumidor com consumo 80% lastreado por contrato

- Consumo medido: 446,40 MWh
- Consumo medido + 3% perdas = 459,79 MWh
- Volume de energia contratado: 80% de $Ep = 367,83$ MWh

O custo total da energia será o valor pago pelo contrato, ao fornecedor de energia, mais o valor pago na liquidação financeira. Desta forma, tem-se:

$$CO = Ec \times PE = 367,83 \times 140 = R\$ 51.496,20$$

Onde,

- CO : valor pago pela energia faturada ao fornecedor;
- Ec : Volume de energia contratado;
- PE : Preço do contrato.

Referente a cobrança por possíveis exposições apresenta-se o seguinte cálculo, valorado pelo PLD médio do mês de janeiro/08

$$LF = PLD \times (Ep - Ec) = 502,45 \times (459,79 - 367,83) = R\$ 46.205,30$$

Onde,

- LF : total pago na liquidação financeira
- PLD : PLD médio do mês de janeiro/08
- Ep : Consumo medido acrescido de 3% de perdas

Dessa forma tem-se que o Custo da Energia (CE) equivale a:

$$CE = CO + LF = 51.496,20 + 46.205,30 = R\$ 97.701,50$$

Cenário 2: Simulação do custo da energia de um consumidor especial com 20% da sua carga exposta aos preços de curto prazo em maio de 2008, no submercado sudeste.

Tabela 17 – Dados utilizados na simulação

Subgrupo	A4
Demanda Contratada	1000 kW
Fator de Carga	0,6
Preço de Contrato (R\$/MWh)	140,00
PLD _{médio} (R\$/MWh)	34,18

Obs: Foi considerado um percentual de perdas de 3%.

Para o cálculo do Consumo (E), temos:

$$E = (h \times dias \times D \times FC) / 1000 = 24 \times 31 \times 1000 \times 0,6 / 1000 = 446,40 \text{ MWh/mês}$$

Onde,

- *h*: é o total de horas do dia;
- *dias*: é o total de dias do mês;
- *Demanda*: máximo valor de demanda medido no mês;
- *FC*: corresponde ao fator de carga da unidade consumidora.

Para fins de simplificação, no cálculo da liquidação financeira será considerado o valor mensal de consumo e o PLD médio do mês, não sendo realizado o cálculo por semana e por patamar de carga.

Situação 1 – Consumidor com consumo 100% lastreado por contrato

- Consumo medido: 446,40 MWh
- Consumo medido + 3% perdas = 459,79 MWh
- Volume de energia contratado: 459,79 MWh

O custo total da energia será o valor pago pelo contrato, ao fornecedor de energia, mais o valor pago na liquidação financeira. Desta forma, temos:

$$CO = Ec \times PE = 459,79 \times 140 = R\$ 64.370,60$$

Onde,

- CO : valor pago pela energia faturada ao fornecedor;
- Ec : Volume de energia contratado;
- PE : Preço do contrato.

Referente a cobrança por possíveis exposições apresenta-se o seguinte cálculo, valorado pelo PLD médio do mês de maio /08

$$LF = PLD \times (Ep - Ec) = 34,18 \times (459,79 - 459,79) = 0$$

Onde,

- LF : total pago na liquidação financeira
- PLD : PLD médio do mês de janeiro/08
- Ep : Consumo medido acrescido de 3% de perdas

Dessa forma tem-se que o Custo da Energia (CE) equivale a:

$$CE = CO + LF = 64.370,60 + 0 = R\$ 64.370,60$$

Situação 2 – Consumidor com consumo 80% lastreado por contrato

- Consumo medido: 446,40 MWh
- Consumo medido + 3% perdas = 459,79 MWh
- Volume de energia contratado: 80% de Ep = 367,83 MWh

O custo total da energia será o valor pago pelo contrato, ao fornecedor de energia, mais o valor pago na liquidação financeira. Desta forma, tem-se:

$$CO = Ec \times PE = 367,83 \times 140 = R\$ 51.496,20$$

Onde,

- CO : valor pago pela energia faturada ao fornecedor;
- Ec : Volume de energia contratado;
- PE : Preço do contrato.

Referente a cobrança por possíveis exposições apresenta-se o seguinte cálculo, valorado pelo PLD médio do mês de janeiro/08

$$LF = PLD \times (Ep - Ec) = 34,18 \times (459,79 - 367,83) = R\$ 3.143,19$$

Onde,

- *LF*: total pago na liquidação financeira
- *PLD*: PLD médio do mês de janeiro/08
- *Ep*: Consumo medido acrescido de 3% de perdas

Dessa forma tem-se que o Custo da Energia (CE) equivale a:

$$CE = CO + LF = 51.496,20 + 3.143,19 = R\$ 54.639,39$$

ANEXO B

Dados de Despachos referentes à aprovação de CCEIs pela ANEEL – 1º Semestre de 2008

Tabela 18 – Dados de Contratos (Fontes: PCHs, Comercializadoras e CGHs)

Levantamento de Contratos				
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora
	Início	Fim		
PCH	1/4/2008	31/3/2013	0,200	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	31/12/2008	1,510	Industrial
PCH	1/5/2008	31/12/2012	1,230	Industrial
PCH	1/11/2008	31/12/2018	2,400	Industrial
PCH	1/11/2008	31/12/2018	6,000	Industrial
PCH	1/11/2008	31/12/2018	1,100	Comércio e Serviços
PCH	1/11/2008	31/12/2018	1,400	Industrial
PCH	1/8/2008	31/12/2009	3,250	Industrial
PCH	1/1/2010	31/12/2012	0,750	Industrial
PCH	1/1/2015	31/12/2020	0,750	Industrial
PCH	1/8/2008	31/12/2009	3,250	Industrial
PCH	1/1/2010	31/12/2012	0,750	Industrial
PCH	1/1/2015	31/12/2020	0,750	Industrial
PCH	1/5/2008	31/5/2008	5,000	Industrial
PCH	1/6/2008	31/12/2012	0,500	Industrial
PCH	1/5/2008	31/5/2008	2,500	Industrial
PCH	1/6/2008	31/12/2012	5,250	Industrial
PCH	1/1/2013	31/12/2014	6,000	Industrial
PCH	1/5/2008	31/5/2008	2,500	Industrial
PCH	1/6/2008	31/12/2012	5,250	Industrial
PCH	1/1/2013	31/12/2014	6,000	Industrial
PCH	1/12/2007	31/12/2007	0,131	Comércio e Serviços
PCH	1/10/2007	31/10/2007	0,999	Industrial
PCH	1/3/2008	31/12/2018	0,670	Industrial
PCH	1/6/2008	31/12/2012	1,200	Industrial
PCH	1/1/2008	30/4/2008	0,500	Industrial
PCH	8/11/2007	31/12/2012	2,500	Industrial
PCH	1/1/2008	31/12/2012	2,905	Industrial
PCH	1/12/2007	31/12/2007	0,565	Industrial
PCH	1/12/2007	31/12/2007	0,470	Industrial
PCH	1/2/2005	31/1/2011	0,500	Industrial

continua

Levantamento de Contratos				
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora
	Início	Fim		
PCH	1/10/2007	31/10/2007	0,201	Industrial
PCH	1/1/2008	31/12/2008	3,000	Industrial/Comércio
PCH	1/11/2008	31/12/2018	1,000	Industrial
PCH	1/11/2008	31/12/2018	2,300	Industrial
PCH	1/11/2008	31/12/2018	0,800	Industrial
PCH	1/1/2008	31/12/2010	0,800	Industrial
PCH	1/9/2007	30/9/2007	1,284	Industrial
PCH	1/1/2008	31/10/2012	0,360	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	30/11/2012	0,370	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	31/5/2008	0,150	Industrial
PCH	1/12/2008	31/12/2011	1,000	Comércio e Serviços
PCH	1/4/2008	31/12/2009	0,700	Industrial
PCH	1/9/2008	31/12/2009	0,100	Industrial
PCH	1/2/2008	29/2/2008	0,927	Comércio e Serviços
PCH	1/3/2008	31/3/2008	0,885	Comércio e Serviços
PCH	1/4/2008	30/4/2008	0,915	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2008	31/5/2008	0,698	Comércio e Serviços
PCH	1/6/2008	30/6/2008	0,664	Comércio e Serviços
PCH	1/7/2008	31/7/2008	0,686	Comércio e Serviços
PCH	1/8/2008	31/8/2008	0,732	Comércio e Serviços
PCH	1/9/2008	30/9/2008	0,667	Comércio e Serviços
PCH	1/10/2008	31/10/2008	0,687	Comércio e Serviços
PCH	1/11/2008	30/11/2008	0,809	Comércio e Serviços
PCH	1/12/2008	31/12/2008	0,898	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2009	31/1/2009	0,981	Comércio e Serviços
PCH	1/2/2009	28/2/2009	0,960	Comércio e Serviços
PCH	1/3/2009	31/3/2009	0,885	Comércio e Serviços
PCH	1/4/2009	30/4/2009	0,915	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2009	31/5/2009	0,698	Comércio e Serviços
PCH	1/6/2009	30/6/2009	0,664	Comércio e Serviços
PCH	1/7/2009	31/7/2009	0,686	Comércio e Serviços
PCH	1/8/2009	31/8/2009	0,732	Comércio e Serviços
PCH	1/9/2009	30/9/2009	0,667	Comércio e Serviços
PCH	1/10/2009	31/10/2009	0,687	Comércio e Serviços
PCH	1/11/2009	30/11/2009	0,809	Comércio e Serviços
PCH	1/12/2009	31/12/2009	0,898	Comércio e Serviços

continuação

Levantamento de Contratos				
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora
	Início	Fim		
PCH	1/1/2010	31/1/2010	1,014	Comércio e Serviços
PCH	1/2/2010	28/2/2010	0,960	Comércio e Serviços
PCH	1/3/2010	31/3/2010	0,885	Comércio e Serviços
PCH	1/4/2010	30/4/2010	0,915	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2010	31/5/2010	0,698	Comércio e Serviços
PCH	1/6/2010	30/6/2010	0,664	Comércio e Serviços
PCH	1/7/2010	31/7/2010	0,686	Comércio e Serviços
PCH	1/8/2010	31/8/2010	0,732	Comércio e Serviços
PCH	1/9/2010	30/9/2010	0,667	Comércio e Serviços
PCH	1/10/2010	31/10/2010	0,687	Comércio e Serviços
PCH	1/11/2010	30/11/2010	0,809	Comércio e Serviços
PCH	1/12/2010	31/12/2010	0,898	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2011	31/1/2011	0,981	Comércio e Serviços
PCH	1/2/2011	28/2/2011	0,960	Comércio e Serviços
PCH	1/3/2011	31/3/2011	0,885	Comércio e Serviços
PCH	1/4/2011	30/4/2011	0,915	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2006	31/10/2010	0,350	Comércio e Serviços
PCH	1/12/2007	31/12/2007	0,370	Comércio e Serviços
PCH	1/12/2007	31/12/2007	0,410	Comércio e Serviços
PCH	1/12/2007	30/4/2008	2,400	Industrial
PCH	1/11/2008	30/4/2009	2,400	Industrial
PCH	1/11/2009	31/12/2009	2,400	Industrial
PCH	1/2/2008	31/3/2013	0,200	Industrial
PCH	1/11/2007	30/11/2007	21,000	Industrial
PCH	1/11/2007	30/11/2007	9,948	Industrial
PCH	1/7/2007	31/7/2007	3,000	Industrial/Comércio
PCH	8/11/2007	30/4/2008	1,700	Comércio e Serviços
PCH	1/11/2008	30/4/2009	1,700	Comércio e Serviços
PCH	1/11/2009	30/4/2010	1,700	Comércio e Serviços
PCH	1/11/2010	31/12/2010	1,700	Comércio e Serviços
PCH	1/8/2007	31/8/2007	86,000	Industrial
PCH	1/5/2008	31/5/2008	0,112	Comércio e Serviços
PCH	1/6/2008	30/6/2008	0,109	Comércio e Serviços
PCH	1/7/2008	31/7/2008	0,116	Comércio e Serviços
PCH	1/8/2008	31/8/2008	0,114	Comércio e Serviços
PCH	1/9/2008	30/9/2008	0,112	Comércio e Serviços

continuação

Levantamento de Contratos				
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora
	Início	Fim		
PCH	1/10/2008	31/10/2008	0,116	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2008	31/5/2008	0,109	Comércio e Serviços
PCH	1/6/2008	30/6/2008	0,108	Comércio e Serviços
PCH	1/7/2008	31/7/2008	0,111	Comércio e Serviços
PCH	1/8/2008	31/8/2008	0,110	Comércio e Serviços
PCH	1/9/2008	30/9/2008	0,110	Comércio e Serviços
PCH	1/10/2008	31/10/2008	0,109	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2008	31/5/2008	0,101	Comércio e Serviços
PCH	1/6/2008	30/6/2008	0,103	Comércio e Serviços
PCH	1/7/2008	31/7/2008	0,099	Comércio e Serviços
PCH	1/8/2008	31/8/2008	0,101	Comércio e Serviços
PCH	1/9/2008	30/9/2008	0,101	Comércio e Serviços
PCH	1/10/2008	31/10/2008	0,100	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2008	31/5/2008	0,149	Comércio e Serviços
PCH	1/6/2008	30/6/2008	0,150	Comércio e Serviços
PCH	1/7/2008	31/7/2008	0,144	Comércio e Serviços
PCH	1/8/2008	31/8/2008	0,146	Comércio e Serviços
PCH	1/9/2008	30/9/2008	0,147	Comércio e Serviços
PCH	1/10/2008	31/10/2008	0,145	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	30/11/2012	0,410	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	30/9/2012	0,800	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	31/12/2010	1,200	Industrial
PCH	1/9/2007	30/9/2007	0,500	Industrial
PCH	1/7/2007	31/10/2007	3,000	Industrial/Comércio
PCH	1/6/2007	31/7/2007	0,430	Industrial
PCH	1/8/2007	31/12/2007	0,450	Industrial
PCH	1/6/2007	31/12/2007	0,370	Industrial
PCH	1/8/2007	31/8/2007	0,045	Industrial
PCH	1/8/2007	31/8/2007	0,241	Industrial
PCH	1/2/2007	31/12/2007	0,630	Industrial
PCH	1/8/2007	31/12/2007	1,100	Industrial
PCH	1/8/2007	1/8/2009	0,440	Industrial
PCH	1/1/2008	31/12/2012	2,000	Industrial
PCH	1/5/2007	31/5/2007	2,000	Industrial
PCH	1/6/2007	31/7/2007	4,000	Industrial
PCH	1/4/2007	30/4/2007	0,111	Industrial

continuação

Levantamento de Contratos				
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora
	Início	Fim		
PCH	1/4/2007	30/4/2007	0,035	Industrial
PCH	1/5/2007	31/12/2007	0,450	Industrial
PCH	1/2/2007	31/5/2007	2,350	Industrial
PCH	1/6/2007	31/7/2007	3,500	Industrial
PCH	1/1/2007	31/12/2009	1,000	Industrial
PCH	1/11/2007	30/11/2007	0,486	Industrial
PCH	1/12/2007	31/12/2012	0,650	Comércio e Serviços
PCH	1/2/2008	30/4/2008	5,000	Industrial
PCH	1/1/2008	31/12/2012	1,550	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	30/4/2008	2,080	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2008	31/12/2008	0,850	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2009	30/9/2009	0,680	Comércio e Serviços
PCH	1/10/2009	31/12/2009	0,170	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	31/12/2012	0,900	Industrial
PCH	1/10/2007	31/12/2007	0,900	Industrial
PCH	1/10/2007	31/12/2007	0,500	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	31/12/2008	0,600	Comércio e Serviços
PCH	1/1/2008	31/12/2012	2,200	Industrial
PCH	1/5/2007	31/5/2007	0,369	Industrial
PCH	1/11/2007	31/12/2007	2,900	Industrial
PCH	1/1/2008	30/4/2008	2,900	Industrial
PCH	1/11/2008	31/12/2008	2,900	Industrial
PCH	1/1/2009	30/4/2009	2,900	Industrial
PCH	1/11/2009	31/12/2009	2,900	Industrial
PCH	1/1/2010	30/4/2010	2,900	Industrial
PCH	1/11/2010	31/12/2010	2,900	Industrial
PCH	1/5/2007	31/5/2007	0,275	Industrial
PCH	1/8/2007	31/8/2007	0,059	Industrial
PCH	1/1/2008	31/5/2008	1,700	Industrial
PCH	1/1/2008	31/12/2012	2,600	Industrial
PCH	1/7/2007	29/2/2008	2,530	Industrial
PCH	1/1/2008	31/12/2012	2,000	Industrial
PCH	1/7/2007	31/7/2007	0,048	Industrial
PCH	1/8/2008	31/8/2011	0,116	Industrial
PCH	1/9/2007	30/9/2007	1,563	Comércio e Serviços
PCH	1/5/2007	31/5/2007	0,085	Industrial

continuação

Levantamento de Contratos				
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora
	Início	Fim		
PCH	1/5/2007	31/5/2007	1,020	Industrial
PCH	1/8/2007	31/7/2012	0,660	Industrial
PCH	1/8/2007	31/8/2007	0,041	Industrial
PCH	1/8/2007	31/8/2007	0,008	Industrial
Comercializadora	1/6/2008	31/12/2009	2,000	Industrial/Comércio
Comercializadora	1/4/2008	31/12/2012	0,500	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/3/2008	31/12/2012	0,750	Industrial
Comercializadora	1/3/2008	1/8/2008	2,740	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/1/2008	1,397	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/1/2008	0,715	Industrial
Comercializadora	1/2/2008	30/4/2008	0,463	Industrial
Comercializadora	1/2/2008	29/2/2008	0,259	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/2/2008	29/2/2008	0,053	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/5/2008	31/12/2008	3,880	Industrial
Comercializadora	1/2/2008	29/2/2008	1,900	Industrial
Comercializadora	1/3/2008	31/3/2008	1,720	Industrial
Comercializadora	1/4/2008	30/6/2008	1,210	Industrial
Comercializadora	1/7/2008	31/7/2008	0,700	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2012	0,450	Industrial
Comercializadora	1/3/2008	31/1/2011	0,840	Industrial
Comercializadora	1/3/2008	30/6/2010	2,530	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/1/2008	1,070	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2008	1,805	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/1/2009	31/12/2009	1,800	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/1/2010	31/12/2010	1,800	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/1/2011	30/4/2011	1,801	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/2/2008	31/1/2011	0,840	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/5/2010	0,370	Industrial
Comercializadora	1/3/2008	31/12/2011	1,400	Industrial/Comércio
Comercializadora	1/4/2008	31/12/2010	0,510	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2012	0,450	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2012	0,350	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/2/2008	31/1/2013	0,070	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/2/2008	31/1/2013	0,100	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/2/2008	31/1/2013	0,120	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/3/2008	31/1/2013	0,120	Comércio e Serviços

continuação

Levantamento de Contratos				
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora
	Início	Fim		
Comercializadora	1/3/2008	31/1/2013	0,050	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/3/2008	31/1/2013	0,120	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/7/2008	31/1/2013	0,120	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/7/2008	31/1/2013	0,090	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/8/2008	31/1/2013	0,140	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/8/2008	31/1/2013	0,090	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/11/2008	31/1/2013	0,070	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/11/2008	31/1/2013	0,030	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/2/2008	31/1/2011	0,340	Industrial
Comercializadora	1/2/2008	29/2/2008	0,480	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/3/2008	30/4/2008	0,820	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/5/2008	31/5/2008	0,960	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/6/2008	30/6/2008	0,890	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/7/2008	31/7/2008	0,960	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/8/2008	31/8/2008	0,820	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/9/2008	30/9/2008	0,890	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/10/2008	31/10/2008	0,960	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/11/2008	31/1/2013	1,100	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/1/2008	30/6/2010	0,640	Industrial
Comercializadora	1/8/2008	31/12/2008	1,300	Industrial
Comercializadora	1/1/2009	31/12/2009	1,400	Industrial
Comercializadora	1/1/2010	31/12/2010	1,500	Industrial
Comercializadora	1/1/2011	31/7/2011	1,600	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2008	0,450	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/10/2010	0,950	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	30/6/2008	0,350	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/10/2010	2,000	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	30/6/2010	0,400	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/1/2010	1,100	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2009	0,650	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2009	0,630	Industrial
Comercializadora	1/3/2008	31/12/2009	0,600	Industrial/Comércio
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2008	0,170	Industrial
Comercializadora	1/1/2009	31/12/2009	0,180	Industrial
Comercializadora	1/1/2010	31/12/2010	0,180	Industrial
Comercializadora	1/1/2011	31/12/2011	0,190	Industrial

continuação

Levantamento de Contratos				
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora
	Início	Fim		
Comercializadora	1/1/2012	31/12/2012	0,190	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/3/2009	1,570	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/1/2008	31/12/2008	0,650	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/1/2009	31/12/2009	0,720	Comércio e Serviços
Comercializadora	1/1/2008	31/1/2008	0,715	Industrial
Comercializadora	1/2/2008	29/2/2008	1,437	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/5/2008	0,805	Industrial
Comercializadora	1/1/2008	31/5/2010	0,450	Industrial
CGH	1/1/2008	31/12/2008	0,612	Industrial
CGH	1/1/2008	31/12/2008	1,484	Industrial
CGH	1/1/2008	31/12/2008	0,361	Industrial
CGH	1/9/2007	30/9/2007	0,360	Industrial

conclusão

Tabela 19 - Dados de Contratos -fonte: biomassa (ANEEL, 2008)

Levantamento de Contratos					
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora	Combustível
	Início	Fim			
biomassa	1/5/2008	31/12/2011	1,183	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/4/2008	31/12/2008	3,000	Industrial	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/4/2008	31/12/2017	2,630	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/2/2008	30/4/2008	0,920	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/5/2008	31/12/2008	2,150	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/1/2009	30/9/2009	2,830	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/10/2009	31/12/2017	2,320	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/5/2008	30/6/2008	4,000	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/6/2008	31/12/2008	1,500	Industrial/Comércio	biogás de aterro sanitário
biomassa	1/6/2008	31/12/2008	1,400	Industrial	biogás de aterro sanitário
biomassa	1/12/2007	31/12/2007	1,008	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/1/2008	31/1/2008	0,971	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/4/2008	31/12/2017	2,200	Industrial	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/5/2008	31/10/2011	0,078	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/5/2008	31/10/2011	0,059	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/5/2008	31/10/2011	0,028	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/5/2008	31/10/2011	0,066	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/5/2008	31/10/2011	0,410	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/4/2008	30/6/2008	1,060	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário

continua

Levantamento de Contratos					
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora	Combustível
	Início	Fim			
biomassa	1/7/2008	31/12/2017	1,320	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/11/2007	30/11/2007	0,500	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/11/2007	30/11/2007	0,240	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/11/2007	30/11/2007	1,500	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/5/2008	31/5/2008	0,500	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/6/2008	31/10/2008	0,800	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/5/2009	31/10/2009	0,800	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/5/2010	31/10/2010	0,800	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/7/2008	31/12/2017	1,820	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/10/2009	31/12/2017	0,510	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/9/2008	31/12/2017	2,400	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/4/2008	31/12/2017	1,000	Industrial	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/4/2008	30/8/2008	2,400	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/3/2006	31/3/2006	5,000	Industrial	biogás de aterro sanitario
biomassa	1/4/2006	30/9/2006	9,000	Industrial	biogás de aterro sanitario
biomassa	1/10/2006	31/5/2008	10,000	Industrial	biogás de aterro sanitario
biomassa	1/1/2007	31/12/2011	2,650	Industrial	resíduo madeireiro
biomassa	1/11/2007	30/11/2007	0,204	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/5/2008	31/10/2010	2,900	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/9/2007	30/9/2007	1,216	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/12/2007	30/4/2008	1,700	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/12/2007	30/4/2008	1,700	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/1/2008	31/1/2008	1,344	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/2/2008	29/2/2008	2,203	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/3/2008	30/4/2008	2,200	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/2/2008	30/4/2008	2,750	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/8/2007	31/8/2007	1,000	Geração	bagaço de cana
biomassa	1/8/2007	31/8/2007	2,000	Geração	bagaço de cana
biomassa	1/9/2007	30/9/2007	3,000	Geração	bagaço de cana
biomassa	1/7/2007	31/7/2007	4,299	Geração	bagaço de cana (principal) e vapor de alta pressão (alternativo)
biomassa	1/5/2007	31/10/2007	0,680	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/10/2007	31/10/2007	1,882	Industrial	bagaço de cana
biomassa	1/2/2008	29/2/2008	1,100	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/3/2008	31/3/2008	0,730	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/4/2008	30/4/2008	0,440	Comércio e Serviços	Gás de aterro sanitário
biomassa	1/9/2007	30/9/2007	1,957	Comércio e Serviços	bagaço de cana (principal) e cavaco de madeira (alternativo)

continuação

Levantamento de Contratos					
Fonte	Vigência		Volume do Contrato (MW.médios)	Atividade da Empresa Compradora	Combustível
	Início	Fim			
biomassa	1/5/2008	31/5/2011	1,440	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/6/2008	30/6/2011	1,410	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/7/2008	31/7/2011	1,460	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/8/2008	31/8/2011	1,460	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/9/2008	30/9/2011	1,510	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/10/2008	31/10/2011	1,480	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/12/2007	30/11/2009	0,320	Comércio e Serviços	bagaço de cana
biomassa	1/2/2006	31/12/2006	2,000	Industrial	biogás de aterro sanitário
biomassa	1/1/2007	31/12/2007	1,850	Industrial	biogás de aterro sanitário
biomassa	1/1/2008	31/12/2008	1,350	Industrial	biogás de aterro sanitário

conclusão

ANEXO C

Dados de Demanda e Consumo das unidades do Estudo de Caso

Tabela 20 – Base de Dados do Estudo de Caso

Número da UC	Período	Demanda Contratada (kW)	Demanda Medida (kW)	Consumo de Energia Ponta (kWh)	Consumo Energia Fora de Ponta (kWh)
1	janeiro	410	396	11.750	115.655
1	fevereiro	410	410	12.683	118.106
1	março	410	407	13.429	122.345
1	abril	410	428	13.061	126.053
1	maio	410	425	12.594	113.855
1	junho	410	411	12.940	114.970
1	julho	410	369	12.102	110.179
1	agosto	410	401	12.631	110.562
1	setembro	410	402	12.155	104.901
1	outubro	410	392	13.116	116.144
1	novembro	410	381	12.896	114.775
1	dezembro	410	373	12.400	108.554
2	janeiro	260	265	1.895	58.437
2	fevereiro	260	268	2.586	55.870
2	março	260	267	2.486	63.214
2	abril	260	260	2.594	58.935
2	maio	260	252	2.216	51.109
2	junho	260	223	2.478	54.275
2	julho	260	230	2.453	50.892
2	agosto	260	233	3.220	60.426
2	setembro	260	234	3.518	63.388
2	outubro	260	272	2.710	66.867
2	novembro	260	253	1.828	57.418
2	dezembro	260	270	1.890	60.316

continua

Número da UC	Período	Demanda Contratada (kW)	Demanda Medida (kW)	Consumo de Energia Ponta (kWh)	Consumo Energia Fora de Ponta (kWh)
3	janeiro	140	146	576	28.372
3	fevereiro	140	145	550	28.372
3	março	140	139	621	28.054
3	abril	140	136	679	26.624
3	maio	130	117	608	22.860
3	junho	130	125	572	20.272
3	julho	130	122	683	18.331
3	agosto	130	122	602	22.950
3	setembro	130	128	772	23.925
3	outubro	130	131	788	24.446
3	novembro	130	133	540	27.563
3	dezembro	140	139	508	26.435
4	janeiro	165	161	782	30.007
4	fevereiro	165	144	898	27.937
4	março	165	151	882	28.893
4	abril	165	153	654	29.052
4	maio	165	151	547	27.143
4	junho	165	152	665	31.046
4	julho	165	156	735	33.038
4	agosto	165	149	783	30.721
4	setembro	165	154	794	32.195
4	outubro	165	165	943	38.013
4	novembro	165	170	978	33.892
4	dezembro	165	156	798	31.863
5	janeiro	315	302	9.314	95.916
5	fevereiro	315	218	7.624	70.919
5	março	315	306	10.867	99.613
5	abril	315	304	10.025	96.291
5	maio	315	329	10.961	108.606
5	junho	315	304	9.689	98.788
5	julho	315	328	9.900	103.225
5	agosto	315	318	9.625	98.937
5	setembro	315	314	10.565	108.774
5	outubro	315	298	10.538	103.824
5	novembro	315	309	10.543	105.740
5	dezembro	315	290	10.346	100.915

continuação

Número da	Período	Demanda	Demanda Medida	Consumo de Energia	Consumo Energia
UC		Contratada (kW)	(kW)	Ponta (kWh)	Fora de Ponta (kWh)
6	janeiro	190	179	2.234	37.359
6	fevereiro	190	181	2.649	42.663
6	março	190	186	2.156	33.056
6	abril	190	195	2.793	39.173
6	maio	190	181	3.210	36.917
6	junho	190	179	2.376	27.573
6	julho	190	185	1.923	28.739
6	agosto	190	169	2.411	27.184
6	setembro	190	192	2.462	24.548
6	outubro	190	181	2.560	30.113
6	novembro	190	183	2.013	39.159
6	dezembro	190	176	1.863	32.069
7	janeiro	160	138	1.650	30.956
7	fevereiro	160	146	2.119	38.859
7	março	160	167	1.442	28.085
7	abril	160	147	1.847	32.502
7	maio	135	117	1.571	31.129
7	junho	135	133	1.537	24.676
7	julho	135	118	1.569	25.559
7	agosto	135	111	1.680	25.227
7	setembro	135	134	1.812	25.291
7	outubro	135	140	1.807	31.333
7	novembro	135	139	1.739	33.433
7	dezembro	160	164	1.723	33.263
8	janeiro	130	135	2.882	35.026
8	fevereiro	130	129	2.227	29.218
8	março	130	127	3.203	32.086
8	abril	130	134	3.014	33.338
8	maio	130	125	4.704	34.680
8	junho	130	131	2.624	30.471
8	julho	130	133	2.873	34.067
8	agosto	130	130	2.981	30.381
8	setembro	130	123	3.189	27.835
8	outubro	130	131	3.505	34.624
8	novembro	130	129	2.695	33.409
8	dezembro	130	130	2.812	31.689

continuação

Número da	Período	Demanda	Demanda Medida	Consumo de Energia	Consumo Energia
UC		Contratada (kW)	(kW)	Ponta (kWh)	Fora de Ponta (kWh)
9	janeiro	220	202	1.601	42.808
9	fevereiro	220	205	1.838	40.161
9	março	220	224	1.723	48.098
9	abril	220	230	2.068	46.700
9	maio	170	175	2.001	31.603
9	junho	170	112	1.637	23.278
9	julho	170	112	1.741	24.701
9	agosto	170	101	1.789	22.806
9	setembro	170	110	1.690	22.190
9	outubro	170	120	1.870	25.674
9	novembro	170	126	1.603	25.801
9	dezembro	220	118	2.043	27.575
10	janeiro	180	178	1.411	39.054
10	fevereiro	180	187	1.434	35.653
10	março	180	175	1.588	38.594
10	abril	180	187	1.396	40.584
10	maio	170	175	1.387	38.360
10	junho	170	168	1.103	34.840
10	julho	170	177	1.454	39.399
10	agosto	170	175	1.469	37.964
10	setembro	170	171	1.435	36.912
10	outubro	170	177	1.429	37.056
10	novembro	170	169	1.383	33.350
10	dezembro	180	170	1.625	37.532
11	janeiro	200	207	5.297	61.547
11	fevereiro	200	209	5.310	60.233
11	março	200	209	5.646	61.611
11	abril	200	205	5.193	57.752
11	maio	200	201	5.027	55.307
11	junho	200	199	4.942	55.900
11	julho	200	201	5.837	65.834
11	agosto	200	194	5.659	58.713
11	setembro	200	204	5.368	59.581
11	outubro	200	208	5.838	63.902
11	novembro	200	209	5.184	55.649
11	dezembro	200	209	5.224	58.029

continuação

Número da UC	Período	Demanda Contratada (kW)	Demanda Medida (kW)	Consumo de Energia Ponta (kWh)	Consumo Energia Fora de Ponta (kWh)
12	janeiro	185	190	1.295	38.072
12	fevereiro	185	186	1.117	32.801
12	março	185	171	1.202	37.903
12	abril	185	174	1.099	30.949
12	maio	175	158	1.148	19.886
12	junho	175	171	1.037	16.982
12	julho	175	159	1.179	15.013
12	agosto	175	173	1.235	16.093
12	setembro	175	150	1.164	16.519
12	outubro	175	178	1.121	21.269
12	novembro	175	181	1.040	24.130
12	dezembro	185	190	1.225	30.256
13	janeiro	190	169	1.306	32.192
13	fevereiro	190	190	1.342	29.824
13	março	190	182	1.670	35.767
13	abril	190	152	1.495	31.427
13	maio	155	134	1.334	23.910
13	junho	155	124	1.302	20.238
13	julho	155	121	1.461	20.748
13	agosto	155	101	1.197	15.322
13	setembro	155	125	1.208	20.273
13	outubro	155	131	1.322	25.656
13	novembro	155	160	1.237	25.851
13	dezembro	190	151	1.322	29.989
14	janeiro	360	326	9.321	89.151
14	fevereiro	360	345	8.652	84.991
14	março	360	286	8.844	87.368
14	abril	360	262	7.372	68.158
14	maio	360	377	9.097	93.966
14	junho	360	377	9.101	94.549
14	julho	360	370	10.594	106.522
14	agosto	360	352	9.795	94.921
14	setembro	360	355	9.943	97.384
14	outubro	360	373	10.471	104.171
14	novembro	360	363	10.041	97.927
14	dezembro	360	305	8.332	85.916

continuação

Número da UC	Período	Demanda Contratada (kW)	Demanda Medida (kW)	Consumo de Energia Ponta (kWh)	Consumo Energia Fora de Ponta (kWh)
15	janeiro	480	477	5.020	128.840
15	fevereiro	480	474	6.768	135.357
15	março	480	481	4.971	115.159
15	abril	480	500	8.523	150.861
15	maio	470	475	7.366	129.307
15	junho	470	428	6.466	119.625
15	julho	470	391	6.805	113.979
15	agosto	470	418	7.373	115.505
15	setembro	470	464	7.332	126.265
15	outubro	470	490	6.776	115.190
15	novembro	470	492	7.559	154.539
15	dezembro	480	502	5.672	127.214
16	janeiro	230	228	3.867	53.048
16	fevereiro	230	240	6.213	55.864
16	março	230	234	5.204	46.127
16	abril	230	238	5.275	47.180
16	maio	230	194	4.649	39.911
16	junho	230	210	4.788	40.427
16	julho	230	212	5.195	44.493
16	agosto	230	218	5.760	48.980
16	setembro	230	184	3.794	33.297
16	outubro	230	217	4.967	64.699
16	novembro	230	234	3.713	51.867
16	dezembro	230	228	3.557	51.617
17	janeiro	205	213	1.882	47.060
17	fevereiro	205	211	2.115	51.817
17	março	205	211	1.864	49.087
17	abril	205	205	2.344	50.926
17	maio	205	198	2.046	45.421
17	junho	205	168	1.819	43.445
17	julho	205	179	2.126	42.317
17	agosto	205	164	2.253	39.730
17	setembro	205	208	2.240	43.989
17	outubro	205	212	2.117	42.561
17	novembro	205	214	2.100	51.653
17	dezembro	205	211	2.026	51.048

continuação

Número da UC	Período	Demanda Contratada (kW)	Demanda Medida (kW)	Consumo de Energia Ponta (kWh)	Consumo Energia Fora de Ponta (kWh)
18	janeiro	230	240	689	23.985
18	fevereiro	230	240	2.538	52.569
18	março	230	239	3.047	42.305
18	abril	230	240	2.626	46.183
18	maio	230	219	3.225	38.822
18	junho	230	167	2.217	27.743
18	julho	230	183	2.504	30.272
18	agosto	230	178	2.451	30.378
18	setembro	230	234	2.995	44.043
18	outubro	230	239	2.798	40.737
18	novembro	230	230	2.872	42.406
18	dezembro	230	235	2.783	41.767
19	janeiro	440	460	9.593	85.348
19	fevereiro	440	435	9.193	74.514
19	março	440	438	10.086	85.822
19	abril	440	412	8.881	80.186
19	maio	430	391	8.274	80.960
19	junho	430	397	7.726	73.812
19	julho	430	430	9.975	92.068
19	agosto	430	447	8.577	81.615
19	setembro	430	416	9.215	79.877
19	outubro	430	422	9.774	91.017
19	novembro	430	450	11.130	98.342
19	dezembro	440	458	10.976	97.612
20	janeiro	360	377	8.935	111.940
20	fevereiro	360	320	8.688	108.252
20	março	360	333	11.634	107.139
20	abril	360	321	12.064	106.250
20	maio	280	105	10.749	104.984
20	junho	280	284	9.627	95.151
20	julho	280	280	10.186	88.666
20	agosto	280	277	10.160	83.344
20	setembro	280	293	10.817	91.237
20	outubro	280	290	10.446	87.866
20	novembro	280	292	8.405	97.057
20	dezembro	360	344	8.278	110.441

conclusão