



Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC
Curso: Sistemas Elétricos de Potência

Monografia de Especialização

**Estudo de Caso para Migração de um Hipotético Consumidor de
Médio Porte para o Ambiente de Contratação Livre de Energia.**

Autor: Thiago de Campos Otero

Orientador: Dr.Thales Sousa

Abril de 2011

Thiago de Campos Otero

Estudo de Caso para Migração de um Hipotético Consumidor de Médio Porte para o Ambiente de Contratação Livre de Energia

Monografia de Especialização apresentada ao Colegiado do Curso de Especialização da Faculdade de Tecnologia do SENAI CIMATEC, como requisito parcial para a obtenção do título de **Especialista em Sistema Elétrico de Potência**.

Área de conhecimento: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Dr. Thales Sousa

SENAI CIMATEC

Salvador

SENAI CIMATEC

2011

O87e

Otero, Thiago de Campos.

Estudo de caso para migração de um hipotético consumidor de médio porte para o ambiente de contratação livre. / Thiago de Campos Otero. 2011.

101f.; il.; color.

Orientador: Profº Drº. Thales Sousa.

Monografia - Faculdade de Tecnologia Senai-CIMATEC, Especialização Sistemas Elétricos de Potência, 2011.

1. Energia elétrica. 2. Energia - comercialização. 3. Consumidor - Energia. I. Faculdade de Tecnologia Senai-CIMATEC. II. Sousa, Thales. IV. Título.

CDD: 351.8722

SENAI CIMATEC
Faculdade de Tecnologia SENAI CIMATEC
Curso: Especialização em Sistemas Elétricos de Potência

A Banca Examinadora, constituída pelos professores abaixo listados, leram e recomendam a aprovação da monografia de graduação ou especialização, intitulada Impactos da Geração Distribuída Conectada a Rede de Distribuição, apresentada no dia 18 de Abril de 2011, como requisito parcial para a obtenção do Título de **Especialista em Sistemas Elétricos de Potência.**

Orientador:

Prof. Dr. Thales Sousa
SENAI CIMATEC

Membro externo da Banca:

Prof. Maiana Brito de Matos
SENAI CIMATEC

Membro externo da Banca:

Prof. Frederico Ramos Cesário
SENAI CIMATEC

AGRADECIMENTOS

À todos que direta ou indiretamente contribuíram com este trabalho.

RESUMO

A partir da reforma do Setor Elétrico Brasileiro iniciado na década de 90 com a criação do consumidor livre definido na Lei 9.074, os consumidores passaram a poder adquirir a sua energia elétrica de qualquer outro fornecedor que esteja interligado ao Sistema Interligado Nacional e não apenas do agente de distribuição ou transmissão local. Entretanto, os custos do transporte e conexão permanecem de forma regulada e vinculada ao agente que detém a concessão do local. Com a desverticalização ocorrida neste modelo, foi inserida a concorrência nos setores de geração e comercialização, tornando o preço final da energia elétrica para o consumidor final mais barata. Sendo assim embora em uma primeira análise a compra da energia neste novo ambiente seja atraente é de suma importância que antes desta migração, os potenciais consumidores livres entendam as regras procedimentos e os riscos envolvidos nesse novo modelo.

Dessa forma, o presente trabalho tem como objetivo apresentar uma análise detalhada e simulações relacionadas à migração de uma hipotética empresa de médio porte para o Ambiente de Contratação Livre de energia, identificando vantagens e desvantagens entre os dois ambientes de contratação de energia elétrica previsto no modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro. A metodologia baseia-se na análise dos custos anuais com energia caso o consumidor estivesse no ambiente cativo em um período de um ano e seus custos caso o mesmo estivesse no ambiente livre também pelo período de um ano.

Palavras-chave: Ambiente de Contratação Livre, Ambiente de Contratação Regulada, Consumidor Potencialmente Livre, Comercialização de Energia, Migração Entre Mercados.

ABSTRACT

Since the reform of the Brazilian electrical sector started in the 90s with the creation of free consumer defined in the Law 9.074, consumers could now buy their electricity from any supplier that is connected to the National Interconnected System and not just by the local agent transmission or distribution. However the transport and connection's cost remain regulated and linked to the agent that holds the local concession. With the unbundling occurred in this model, was introduced competition in generation and marketing sectors, in theory making the final price of electricity to final consumers cheaper. Thus although at first glance the purchase of energy in this new environment is attractive is very important that before this migration, the potential free consumers understand the rules and procedures and the risks involved in this model.

Thus, this paper has the objective to present a detailed analysis and simulations related to the migration of a hypothetical medium-sized company for Free Contracting Environment of energy, identifying advantages and disadvantages between the two contracting environments of electricity provided in the model current electric market. The methodology is based on analysis of annual energy costs if the consumer was in a captive environment in one year and if their costs were in the free environment also for one year.

Key-words: Free Contracting Environment, Regulated Contracting Environment, Potentially Free Consumer, Energy Marketing, Migration between Markets.

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	14
1.1.	Objetivo	14
1.2.	Importância.....	14
1.3.	Motivação	15
1.4.	Metodologia	17
1.5.	Organização da monografia	17
2.	Revisão da Literatura	18
2.1.	Os setores do novo modelo.....	20
2.1.1.	Agente de Geração.....	21
2.1.2.	Agente de Transmissão.....	21
2.1.3.	Agente de Distribuição.....	22
2.1.4.	Agente de Comercialização.....	22
3.	AS INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DO SEB.....	23
3.1.	Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	23
3.2.	Ministério de Minas e Energia (MME).....	24
3.3.	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	25
3.4.	Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)	25
3.5.	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).....	26
3.6.	Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).....	27
4.	AMBIENTES DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA.....	28
4.1.	O Ambiente de Contratação Regulada (ACR).....	29
4.2.	Contratação e Tarifação de Energia Elétrica	30
4.3.	Tarifação de Energia elétrica.....	31
4.3.1.	Classes e Subclasses de consumo	33
4.3.2.	Estrutura tarifária	34
4.3.3.	Tarifas do grupo A	35
4.3.4.	Composição das tarifas	38
4.3.5.	Ajustes tarifários	40
4.3.6.	Tributos estaduais e municipais	42
4.3.7.	Abertura tarifária.....	43
4.3.8.	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão.	43
4.4.	O Ambiente de Contratação Livre (ACL)	45

4.4.1. Fator de Carga e Modulação	51
4.4.2. Energia Incentivada	52
4.4.3. Os Contratos Consumidores Livre.....	54
4.4.4. Contabilização da energia no mercado de curto prazo	56
4.4.5. Direitos e deveres de um Consumidor Livre.....	60
4.4.6. Risco da falta de cobertura contratual de consumo.....	61
4.4.7. Risco de elevação do PLD	62
4.4.8. Risco das diferenças de PLD entre submercados.....	62
4.4.9. Risco operacional	63
4.4.10 Risco de crédito.....	63
4.4.11 Curva de Aversão ao Risco (CAR).....	64
4.4.12 Encargos de Serviço do Sistema (ESS).....	65
4.4.13 Perdas de energia	66
4.4.14 Procedimentos de Comercialização.....	67
4.4.15 Sistema de Medição e faturamento (SMF) dos consumidores livres.....	68
5. Metodologia para análise de migração	71
5.1. Consumidores Cativo	71
5.2. Consumidor Livre	74
6. Aplicação da Metodologia para análise de migração	78
6.1. Simulação Custo Anual para o Consumidor Cativo.....	80
6.2. Simulação Custo Anual Consumidor livre com contrato de energia de fonte convencional.....	81
6.3. Simulação Custo Anual Consumidor livre com contrato de energia de fonte incentivada de 50%.....	83
6.4. Simulação Custo Anual Consumidor livre com contrato de energia de fonte incentivada de 100%.....	85
6.5. Comparação dos Ambientes simulados	86
6.6. Simulação Mudando o Perfil de Consumo I.....	89
6.7. Simulação Mudando o Perfil de Consumo II.....	92
7. CONCLUSÕES	97
REFERÊNCIAS.....	99

LISTA DE FIGURAS E GRÁFICOS

Figura 1. Mapa do Sistema Interligado Nacional.....	21
Figura 2 Instituições do SEB	23
Figura 3. Visão geral da comercialização de energia	28
Figura 4 Requisitos mínimos para se tornar consumidor livre	47
Figura 5 Distribuição de consumo de energia no SIN	48
Figura 6 Evolução do número de consumidores livres e especiais.....	49
Figura 7 Gráfico de Geração das usinas incentivadas no ano de 2009	54
Figura 8 Processo de contabilização	57
Figura 9 PLD 1º. Semana de Outubro de 2010	59
Figura 10 Curva de aversão ao risco do submercado SE/CO	64
Figura 11 Gráfico das tarifas de demanda do consumidor em análise	72
Figura 12 Gráfico das tarifas de consumo do consumidor em análise	72
Figura 13 Gráfico da TUSD Demanda do grupo A3 da COELBA entre os anos 2008 e 2010	76
Figura 14 Gráfico da TUSD Encargo do grupo A3 da COELBA entre os anos 2008 e 2010	77
Figura 15 Gráfico do histórico de consumo mensal do consumidor em análise	79
Figura 16 Gráfico do perfil de consumo diário do consumidor em análise	80

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 Diferença entre os modelos do SEB.....	20
Tabela 2 Consumo nacional de energia por classe do ano de 1995 até 2009.....	34
Tabela 3 Percentual de Consumo nacional de energia por classe em 2009.....	34
Tabela 4 Composição da receita requerida das concessionárias de distribuição	39
Tabela 5 Resumo de algumas tarifas da Resolução 971 da ANEEL	44
Tabela 6 Tarifas TUSD da Resolução 971 da ANEEL	45
Tabela 7 Distribuição de consumo por submercado.	50
Tabela 8 Distribuição de consumo por ramo de atividade.....	50
Tabela 9: Exemplos de possíveis de variação de contrato de energia incentivada e o desconto final para o consumidor.....	53
Tabela 10 Preço médio do PLD por submercado.....	60
Tabela 11 Valores médios mensais do ESS por submercado.....	66
Tabela 12 Fatores de perda médio mensal.....	67
Tabela 13 Tabela de medidores que atendem o anexo I do submódulo 12.2 da ONS	70
Tabela 14 Custo médio praticado no mercado para adequação do SMF	70
Tabela 15 Tarifas aplicada no ACR pela COELBA	71
Tabela 16 Tarifas TUSD aplicada pela COELBA entre 2008 e 2010	76
Tabela 17 Tarifas TUSD com desconto de 50 e 100% aplicada pela COELBA entre 2008 e 2010	77
Tabela 18 Dados de medição do consumidor em análise	78
Tabela 19 Custo anual do consumidor em análise no ACR para a simulação do perfil de consumo atual	81
Tabela 20 Custo anual do consumidor em análise no ACL (Fonte Convencional) para a simulação do perfil de consumo atual	82
Tabela 21 Custo anual do consumidor em análise no ACL (Fonte incentiva 50% TUSD) para a simulação do perfil de consumo atual	84
Tabela 22 Custo anual do consumidor em análise no ACL (Fonte incentiva 100% TUSD) para a simulação do perfil de consumo atual	85
Tabela 23 Comparação entre os ambientes de contratação na simulação no perfil de consumo atual	87

Tabela 24 Comparação entre a tarifa média e o preço da indiferença na simulação no perfil de consumo atual	87
Tabela 25 Resumo dos percentuais de economia em relação ao ACR para todas as distribuidoras analisadas na simulação com perfil de consumo atual	88
Tabela 26 Resumo das tarifas médias e os preços de indiferença para todas as distribuidoras analisadas na simulação com perfil de consumo atual	89
Tabela 27 Comparação entre os ambientes de contratação na 1º simulação com alteração do perfil de consumo	90
Tabela 28 Comparação entre a tarifa média e o preço da indiferença na 1º simulação com alteração do perfil de consumo	90
Tabela 29 Resumo dos percentuais de economia em relação ao ACR para todas as distribuidoras analisadas na 1º simulação com alteração do perfil de consumo	91
Tabela 30 Resumo das tarifas médias e os preços de indiferença para todas as distribuidoras analisadas na 1º simulação com alteração de perfil de consumo	91
Tabela 31 Comparação entre os ambientes de contratação na 2º simulação com alteração do perfil de consumo	93
Tabela 32 Comparação entre a tarifa média e o preço da indiferença na 2º simulação com alteração do perfil de consumo	93
Tabela 33 Resumo dos percentuais de economia em relação ao ACR para todas as distribuidoras analisadas na 2º simulação com alteração do perfil de consumo	94
Tabela 34 Resumo das tarifas médias e os preços de indiferença para todas as distribuidoras analisadas na 2º simulação com alteração de perfil de consumo	95
Tabela 35 Resumo das tarifas homologadas pela ANEEL para as distribuidoras em análise	95

ABREVIATURAS

ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres

ABRACEEL – Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

CAR – Curva de Aversão ao Risco

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia

CCEAR – Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado

CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada

CCEAL – Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre

CCD – Contrato de Conexão de Distribuição

CCT – Contrato de Conexão de Transmissão

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

CGCEE - Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica

CGRC - Contrato de Gerenciamento e Representação na CCEE

CMO – Custo Marginal de Operação

CME – Custo Marginal de Expansão

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Pesquisa Energética

COELBA - Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

DIT'S – Demais Instalações da Transmissão

EAR – Energia Armazenada por Região

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESS – Encargos de Serviço do Sistema

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

MUSD – Montante de Uso do Sistema de Distribuição

MUST – Montante de Uso do Sistema de Transmissão

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PDE - Plano Decenal de Energia

PNE – Plano Nacional de Energia

PIE – Produtores Independentes de Energia

PIS - Programas de Integração Social

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

PROINFA - Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia

PRODIST - Procedimento de Distribuição

SCL – Sistema de Contabilização e Liquidação

ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços

IGP-M - Índice Geral de Preços do Mercado

IRT – Índice de Reajuste Tarifário

IM – Índice de Modulação

RB – Rede Básica

RESEB – Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

SEB – Sistema Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Integrado Nacional

SMF – Sistema de Medição de Faturamento

TE – Tarifa de Energia

TUSD - Tarifa do uso do Sistema de Distribuição

TUST – Tarifa do uso do Sistema de Transmissão

1. INTRODUÇÃO

A partir de 1995 com a reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), a energia passou a ser largamente discutida na sociedade, e diversos assuntos como alta do preço do petróleo, crise de abastecimento de energia elétrica de 2001, consumo de gás natural tornaram-se cotidianas, o que demonstrou a preocupação do consumidor com os futuros preços de energia e também das indústrias que estão em constante tentativa de minimização dos seus custos. Desta forma, o mercado livre de energia nasceu devido à necessidade de se criar à competitividade num setor regulado pelo governo e com dificuldade em captar novos investimentos. Até junho de 2010 o mercado livre Brasileiro representava cerca de 27% do total do mercado de energia Brasileiro segundo a CCEE(2010), o que se comparado com outros países ainda é baixo, nos Estados Unidos por exemplo este valor é superior a 60% (LEITE,2007). Segundo a Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres (ABRACE) este percentual pode chegar à 35% considerando-se os requisitos legais atuais (ABRACE,2010).

1.1. Objetivo

O presente trabalho tem como objetivo apresentar uma análise detalhada e simulações relacionadas à migração de uma hipotética empresa de médio porte para o Ambiente de Contratação Livre de energia (ACL), além de identificar vantagens e desvantagens entre os dois ambientes de contratação de energia elétrica previsto no modelo atual do Setor Elétrico Brasileiro.

1.2. Importância

Na prática, o processo de migração dos consumidores cativos para o ambiente da livre negociação se inicia com uma análise da situação de consumo da unidade do mercado cativo, verificando a viabilidade econômica da migração e se o momento é oportuno. Esse estudo é realizado pela comparação das tarifas das distribuidoras e

suas projeções com o preço do mercado livre e sua tendência futura de acordo com a CCEE (2009). Além dos aspectos econômicos, uma análise jurídica é necessária para definir a situação contratual, pois é preciso respeitar o prazo do contrato vigente com a distribuidora, devendo o consumidor manifestar sua intenção de migrar para o mercado livre, em geral, com um aviso prévio de 180 dias ao termo final do contrato de fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Desta forma uma análise de migração bem detalhada e estudada é de suma importância, pois embora um possível benefício na migração possa chamar a atenção do consumidor potencialmente livre, as penalidades decorrentes do não cumprimento das cláusulas do contrato e dos procedimentos de comercialização, podem gerar prejuízos significativos ao consumidor.

1.3. Motivação

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) iniciou sua reestruturação na década de 90 com a Lei nº. 8.631, regulamentada pelo Decreto nº. 774, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou contratos de suprimento de energia entre geradores e distribuidores. No ano de 1995 a Lei nº. 9.074 estabeleceu a criação do Produtor Independente de Energia (PIE) e do Consumidor Livre de Energia, dando início a uma nova formatação na comercialização de energia elétrica no país.

Com a implantação do projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) em 1996, sob coordenação do Ministério de Minas e Energia (MME), notou-se a grande necessidade da realização da desverticalização das empresas de energia elétrica de maneira promover a competição no setor. Com a separação dos ativos da geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, foi criado uma competição nos segmentos de geração e comercialização, deixando sob regulação do estado os setores de distribuição e transmissão de energia elétrica, considerados monopólios naturais. Neste novo modelo parcialmente desregulamentado existe mais regulamentação do que no antigo modelo estatal.

Com a conclusão do RESEB em 1998, verificou-se também a necessidade de se criar um órgão regulador a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), de um operador para o sistema elétrico nacional, o Operador Nacional do Sistema Elétrico

(ONS) e de um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica, denominado naquele momento o Mercado Atacadista de Energia (MAE), hoje substituído pela CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica).

Em 2004 foram estruturadas as bases do novo modelo com a promulgação das Leis nº. 10.847 e 10.848 e do Decreto nº. 5.163, que definiram a criação de instituições e regulamentaram o processo de comercialização de energia elétrica. Assim surgiram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo, o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), encarregado de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica, e a CCEE, dando seqüência às atividades do MAE, responsável pela comercialização de energia elétrica no sistema interligado.

No ACL ocorre livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, e os acordos de compra e venda são pactuados por meio de contratos bilateralmente estabelecidos e todos estes contratos celebrados no ACR ou ACL devem ser registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Os Agentes de Geração sejam concessionários de serviço público de geração, Produtores Independentes de energia ou Autoprodutores, bem como os Comercializadores, podem atuar na venda de energia elétrica em ambos ambientes, visando manter a estrutura de competitividade.

O novo modelo foi constituído para garantir a segurança de suprimento de energia elétrica e promover a modicidade tarifária por meio da contratação de energia em leilões para os consumidores regulados, observado o critério de menor tarifa. Além disso, visa promover a inserção social no setor elétrico, em particular pelos programas de universalização de atendimento, disponibilizando o acesso à energia elétrica aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço e garantindo subsídio para os consumidores de baixa renda.

Os chamados consumidores potencialmente livres são clientes cativos, sujeitos à tarifa regulada, mas que possuem as características dos consumidores livres e ainda não exerceram seu direito de comprar energia no mercado livre. Surgem, assim, os primeiros passos do processo de competição no setor elétrico, pelo qual um consumidor, tendo satisfeitas as condições de liberdade de compra de energia,

pode definir seu fornecedor. Faz-se então necessária a utilização de ferramentas adequadas que possam auxiliar na escolha dos mercados regulado ou livre.

Dessa forma analisar a migração do hipotético consumidor em questão, buscando um benefício econômico é a principal motivação deste trabalho.

1.4. Metodologia

A metodologia a ser utilizada será apresentada no quinto capítulo, entretanto a mesma representa basicamente a separação de tarifas e preços entre os dois ambientes de contratação, tendo como resultado final a comparação entre os custos anuais entre os ambientes. Por se tratar da análise de migração para o ACL de um hipotético consumidor, a primeira etapa consistiu na definição dos dados necessários deste consumidor, como a classe de tensão, a distribuidora, o perfil de consumo, as demandas contratadas entre outras informações necessárias para o estudo. Todos estes dados foram definidos pelo autor com base nas pesquisas realizadas, não tendo nenhum vínculo a um real consumidor. Uma vez definida o perfil do consumidor, foram realizadas as simulações e obtidas às conclusões.

1.5. Organização da monografia

O trabalho está dividido da seguinte maneira: No segundo capítulo temos uma revisão da literatura, mostrando o histórico do SEB e os setores do novo modelo. No terceiro capítulo são detalhadas as principais instituições do setor elétrico. No quarto capítulo são apresentados os ambientes de contratação de energia elétrica e as principais diferenças entre o ACR e o ACL. No quinto capítulo é apresentada a metodologia a ser utilizada na análise de migração ao ACL. No sexto capítulo são apresentadas as simulações obtidas com o perfil de consumo atual e duas simulações considerando alterações do perfil de consumo. No sétimo capítulo são apresentadas as conclusões deste trabalho.

2. REVISÃO DA LITERATURA

A partir da década de 90 o setor elétrico brasileiro começou a passar por significantes reformas em função de um esgotamento da capacidade de geração de energia elétrica e da escassez de recursos do Estado para atender a necessidade de novos investimentos. Nesse sentido tornou-se necessária uma reforma que viabilizasse a expansão do setor com a entrada de capital privado. Esta reforma começou com a Lei 8.631 que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Em 1995 com a criação da Lei 9.074 foi criada a figura do produtor independente de energia, fazendo com que o setor de geração de energia elétrica deixasse de ser um monopólio estatal. Nessa Lei também foi definido o conceito de consumidor livre de energia. O Art. 11 da Lei 9.074 descreve o 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. Parágrafo único. O produtor independente de energia elétrica está sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.

Ainda em 1995 o governo federal iniciou o projeto RESEB com o auxílio da consultora inglesa Cooper & Librand (que possuía experiência na reforma deste setor em outros países como Portugal, Polônia, Colômbia entre outros), que foi concluído em agosto de 1998. Para a reestruturação proposta foi criada da Lei 8.987 conhecida coma a lei das concessões e permissões de serviços públicos e a Lei 9.074 citada anteriormente (MME, 2010). As principais ações e recomendações do projeto RESEB foram:

- A desverticalização das empresas de energia elétrica, de forma a segmentá-las em geração, transmissão e distribuição;
- Criação da ANEEL para regular o sistema, o ONS e o ambiente para compra e venda de energia elétrica, o MAE que desde 2004 com a criação da Lei 10.848 foi substituído pela CCEE;
- Competição nos segmentos de geração e comercialização.

Em 2001, com a crise de abastecimento que culminou em um plano de racionamento de energia elétrica, iniciou-se o levantamento de inúmeras perguntas sobre a forma como o SEB estava sendo administrado.

Entre os anos de 2003 e 2004, o Governo Federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico brasileiro, com a criação das Leis nº 10.847 e 10.848 e pelo Decreto nº 5.163, que regulamentou principalmente a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica. Seguem alguns itens abordados pelas referidas Leis (ANEEL, 2004):

Lei nº. 10.847

Art. 1º Fica o Poder Executivo autorizado a criar empresa pública, na forma definida no inciso II do art. 5º do Decreto-Lei 200. de 25 de fevereiro de 1967, e no art. 5º do Decreto-Lei .900, de 29 de setembro de 1969, denominada Empresa de Pesquisa Energética - EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia.

Lei nº. 10.848

Art. 1º. A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, deverá dispor sobre ...

Art. 4º. Fica autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica de que trata esta Lei.

Art. 5º. A CCEE sucederá ao Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE, criado na forma da Lei nº 10.433, de 24 de abril de 2002, cabendo-lhes adotar todas as medidas necessárias para dar cumprimento ao disposto nesta Lei.

Os principais objetivos do modelo proposto a partir das leis descritas anteriormente foram:

- Garantir a segurança para suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária;
- Assegurar a estabilidade do marco regulatório;
- Promover a inserção social no SEB.

Nesse modelo foi definida a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico em longo prazo a EPE, que tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do

setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras. Foram criados também o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a finalidade de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletro energético em todo o território nacional, e a CCEE, instituição responsável pelas atividades providas até então pelo Mercado Atacadista de Energia Elétrica, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado, nos dois ambientes de contratação de energia criados. São eles: O ACR, do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia elétrica, e o ACL, do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia e os consumidores livres (ANEEL, 2010).

Tabela 1 Diferença entre os modelos do SEB

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSO) para as Distribuidoras.

Fonte: (CCEE, 2010)

2.1. Os setores do novo modelo

Com a proposta de um novo modelo, o setor elétrico brasileiro foi dividido em quatro grandes agentes.

2.1.1. Agente de Geração

Setor composto com os agentes geradores, produtores independentes e autoprodutores. A atividade de geração de energia elétrica possui caráter competitivo, sendo que todos os agentes de geração poderão vender energia tanto no ACR como no ACL. Os geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica do SIN – Sistema Interligado Nacional.

2.1.2. Agente de Transmissão

O Agente de Transmissão é constituído pela Rede Básica (conjunto dos equipamentos de transmissão que operam em níveis de tensão igual ou superior a 230 kV) e Demais Instalações da Transmissão (DIT's) tendo a finalidade de transmitir a energia elétrica dos agentes geradores para os centros de consumo. No Brasil o nível de tensão pode chegar a até 750 kV e somente os agentes do setor de transmissão sob responsabilidade do ONS e regulados/fiscalizados pela ANEEL com prévia concessão obtida do poder concedente podem atuar neste setor. A figura 1 ilustra a rede de transmissão definida no Sistema Interligado Nacional (ANEEL, 2010).

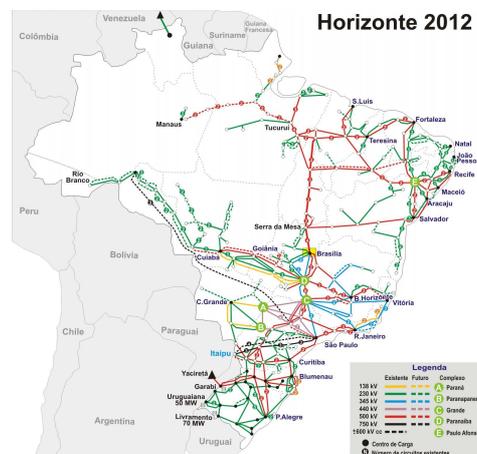


Figura 1. Mapa do Sistema Interligado Nacional Fonte: (ONS, 2010)

2.1.3. Agente de Distribuição

Setor composto pelas concessionárias de distribuição desempenha a atividade de transporte de energia elétrica aos consumidores finais dentro da sua área de concessão, tendo por obrigação o atendimento de 100% dessa área. Esse setor é regulado pela ANEEL no que tange as fiscalizações e também as tarifas. Com o atual modelo, os distribuidores têm participação obrigatória no ACR, celebrando contratos de energia com preços resultantes de leilões.

2.1.4. Agente de Comercialização

Setor composto por agentes importadores e exportadores, comercializadores e consumidores livres. No ambiente de comercialização, a CCEE é responsável por centralizar as transações de comercialização de energia, as apurações de penalidades e o monitoramento do mercado de energia elétrica. As Regras e os procedimentos de comercialização realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

3. AS INSTITUIÇÕES PARTICIPANTES DO SEB

A figura 2 define as instituições participantes do SEB.

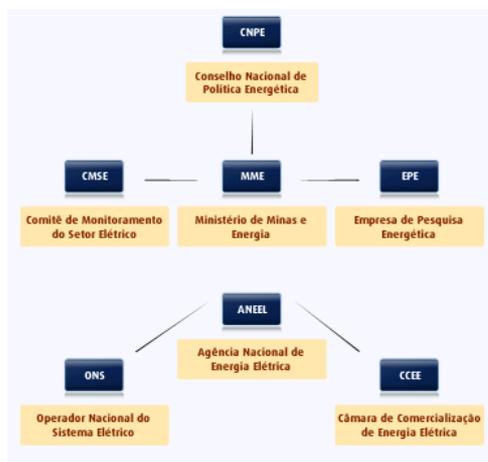


Figura 2 Instituições do SEB Fonte: (CCEE, 2010)

3.1. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Órgão interministerial que tem como principais atividades o desenvolvimento de políticas e diretrizes para assegurar o suprimento de energia elétrica no país. Esse órgão está ligado diretamente ao presidente da República e tem como principais atribuições:

I - promover o aproveitamento racional dos recursos energéticos do País, em conformidade com o disposto na legislação aplicável e com os princípios:

- a. preservação do interesse nacional;
- b. promoção do desenvolvimento sustentado, ampliação do mercado de trabalho e valorização dos recursos energéticos;
- c. proteção dos interesses do consumidor quanto a preço, qualidade e oferta dos produtos;
- d. proteção do meio ambiente e promoção da conservação de energia;
- e. garantia do fornecimento de derivados de petróleo em todo o território nacional, nos termos do § 2º do artigo 177 da Constituição Federal;
- f. incremento da utilização do gás natural;
- g. identificação das soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do País;

- h. utilização de fontes renováveis de energia, mediante o aproveitamento dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis;
 - i. promoção da livre concorrência;
 - j. atração de investimento na produção de energia;
 - k. ampliação da competitividade do País no mercado internacional;
- II – assegurar, em função das características regionais, o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso do País, submetendo as medidas específicas ao Congresso Nacional, quando implicarem criação de subsídios, observado o disposto no parágrafo único do artigo 73 da Lei nº. 9.478, de 1997; .
- III – rever periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do País, considerando as fontes convencionais e alternativas e as tecnologias disponíveis;
- IV – estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear;
- V – estabelecer diretrizes para a importação e exportação, de maneira a atender às necessidades de consumo interno de petróleo e seu derivados, gás natural e condensado, e assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o artigo 4º da Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991.

3.2. Ministério de Minas e Energia (MME)

Órgão do governo federal responsável pelo cumprimento das políticas energéticas do país em acordo com as diretrizes formuladas pelo CNPE. Tem competências em áreas desde geologia até energia elétrica, incluindo energia nuclear (MME, 2010). Segue abaixo as principais competências:

- Aproveitamento da energia hidráulica;
- Elaborar o plano de outorgas e definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios;

- Promover as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- Celebrar os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica;
- Declarar de necessidade ou utilidade pública, para fins de instituição de servidão administrativa, os bens necessários à execução de serviço ou obra pública, promovendo diretamente ou mediante outorga de poderes à concessionária.

3.3. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Criada em 2004 através da Lei 10.848 a EPE é uma empresa vinculada ao MME, que tem como principal atividade a prestação de serviços na área de estudos para subsidiar o planejamento de curto, médio e longo prazo do SEB. Os principais planos e balanços emitidos pela EPE são o Plano Decenal de Energia (PDE), o Plano Nacional de Energia (PNE) e o Balanço Energético Nacional (BEN).

3.4. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Instituída pela Lei 9.427 de 1996, a ANEEL tem como atribuição regular e fiscalizar o conjunto de agentes do SEB (GTDC), de forma a garantir a qualidade dos serviços e a universalização do atendimento. Essa agência faz parte do poder concedente, de forma que pode conceder permitir e autorizar instalações e serviços de energia elétrica. Abaixo alguns artigos da referida Lei:

Art. 1º É instituída a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal e prazo de duração indeterminado.

Art. 2º A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

3.5. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A CCEE absorveu as funções do antigo MAE, iniciando sua operação em novembro de 2004. A CCEE tem por finalidade viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos ACR e ACL, registrando e administrando os contratos firmados, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo. Na CCEE são mantidos todos os registros de consumo e produção de energia elétrica, sendo essas informações utilizadas pela CCEE na realização da apuração da comercialização de energia entre os agentes da CCEE, sendo as diferenças precificadas ao PLD. Dessa forma, o mercado de curto prazo fica conhecido também como o mercado de diferenças. As principais atividades da CCEE são:

- 1.1. Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL);
- 1.2. Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE;
- 1.3. Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD - do Mercado de Curto Prazo por submercado;
- 1.4. Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira;
- 1.5. Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- 1.6. Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
- 1.7. Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
- 1.8. Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras

e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL;

- 1.9. Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE.

3.6. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Criado em maio de 1998 pela Lei 9.648, tem como atribuições a operação, supervisão e controle da geração de energia elétrica no SIN, além da administração da Rede Básica.

4. AMBIENTES DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

No atual modelo, a comercialização de energia elétrica pode ser feita em dois ambientes de contratação: O ACR e o ACL. No ACR os vendedores que são os geradores, autoprodutores, produtores independentes de energia e os comercializadores que vendem a energia para os distribuidores através de leilões. Os distribuidores por sua vez repassam a energia aos consumidores cativos através de tarifas reguladas pela ANEEL.

No ACL os vendedores comercializam a energia diretamente aos consumidores livres continuando os mesmos regulados no que se refere ao uso do sistema de transmissão e distribuição.

No ambiente regulado é celebrado entre os agentes vendedores e os distribuidores um Contrato de comercialização de Energia no ambiente regulado (CCEAR), enquanto que no ambiente livre o contrato celebrado um Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL). Todos estes contratos são registrados na CCEE. A figura 3 ilustra um fluxograma referente ao processo de contratação nos diferentes ambientes.

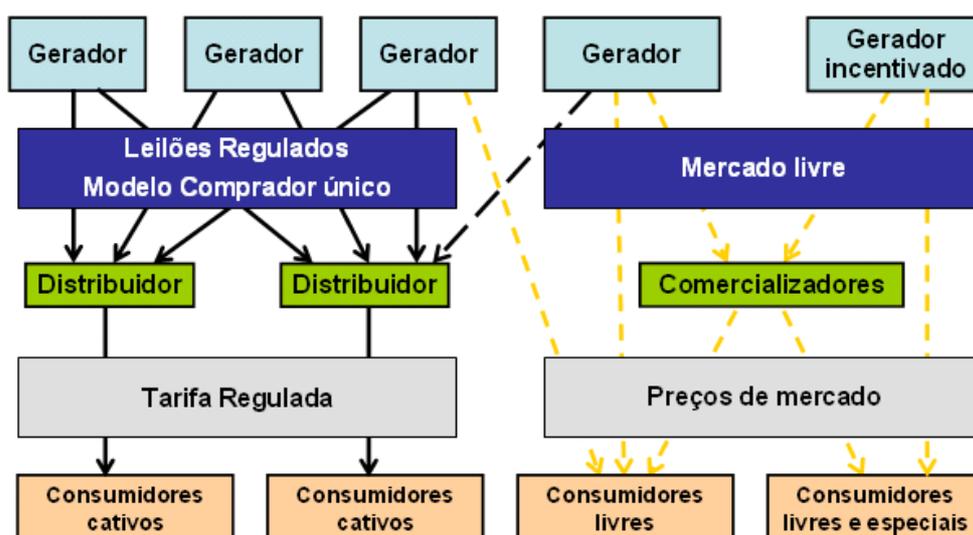


Figura 3. Visão geral da comercialização de energia Fonte: (ANEEL, 2010)

Os CCEAL são registrados na CCEE por meio do Sistema de contabilização e liquidação (SCL) pela vendedora que devem ser validados pela parte compradora,

para que possam ser considerados no processo de Contabilização e Liquidação Financeira. O vendedor deve inserir os prazos de suprimento e montantes contratados em MWh, não sendo necessário informar os preços negociados. No registro na CCEE o agente pode efetuar a sazonalização (divisão do volume de energia em montantes mensais) e modulação (divisão do volume de energia em montantes horários) ou ainda efetuar mensalmente a inserção no SCL dos montantes mensais e horários. Caso não seja efetuado nenhuma modulação ou sazonalização o SCL automaticamente irá aplicar a opção constante ou *flat* (CCEE, 2009).

4.1. O Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No ACR, as empresas de distribuição compram a energia que esperam comercializar com seus consumidores cativos, por meio de leilões (critério de menor tarifa) regulados pela ANEEL e organizados pela CCEE, conforme Art. 1º do decreto nº. 5.163. As compras de energia elétrica são feitas com as Geradoras, Comercializadoras e importadores de energia elétrica (Agentes Vendedores). Essas contratações são realizadas com contratos bilaterais entre as partes. Esse contrato é denominado por CCEAR - Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado.

A energia elétrica gerada por Itaipu é comercializada pela Eletrobrás e os volumes que devem ser comprados por cada Distribuidora são determinados compulsoriamente pela ANEEL. O preço pelo qual a energia gerada por Itaipu é comercializada é denominado em dólares norte-americanos, e estabelecido em conformidade com um tratado firmado entre o Brasil e o Paraguai. Conseqüentemente, os preços para Itaipu estão sujeitos à variação da taxa de câmbio dólar/real (CCEE, 2010).

No caso de consumidores livres que optarem por outros fornecedores, o distribuidor tem função de provedor de rede, devendo ser remunerado pela Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição.

No ACR, a distribuidora tem por obrigação o atendimento de 100% dos consumidores cativos. Esses por sua vez pagam a distribuidora através de faturas

de energia reguladas pela ANEEL que são ajustadas anualmente e revisadas em até cinco anos de maneira a garantir o equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras. Neste ambiente o consumidor não tem como gerenciar o risco e fica exposto ao planejamento e erros advindos do processo de regulação.

4.2. Contratação e Tarifação de Energia Elétrica

O novo modelo institucional do Setor Elétrico Brasileiro que passou a vigorar em 2004, estabelecido a partir da Lei nº. 10.848/2004 e pelo Decreto nº. 5.163/2004, definiu que as concessionárias, as permissionárias, e as autorizadas do serviço público de distribuição de energia do SIN devem garantir, por meio de licitação na modalidade de leilões, o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR. Por outro lado a ANEEL é responsável pela regulação das licitações para contratação de energia elétrica e pela realização de leilões diretos ou por intermédio da CCEE.

Os leilões de energia ocorrem com periodicidade anual e são subdivididos em duas categorias principais: os leilões de energia existente e os leilões de energia nova. Os leilões de energia existente têm por objetivo a venda de energia de empreendimentos existentes cujo investimento inicial em sua construção já tenha sido plenamente amortizado. Estes leilões são usualmente classificados como leilões do tipo “A-1”, ou seja são leilões organizados no ano anterior ao ano de entrega física de energia (“A”). Nessa situação a energia deverá ser inicialmente fornecida sempre a partir do primeiro dia do ano contratado. O prazo destes contratos de energia existente é, usualmente, estabelecido em oito anos de duração (CCEE, 2009).

Os leilões de energia nova, por sua vez, se destinam ao atendimento das necessidades de mercado das distribuidoras mediante a venda de energia elétrica proveniente de empreendimentos que, em geral, ainda não iniciaram sua etapa de construção. Esses leilões são organizados sob a formatação do tipo “A-5” e “A-3”, também ocorrem com periodicidade anual, e os contratos têm vigência de 15 anos para a energia advinda de empreendimentos termelétricos e de 30 anos para os empreendimentos hidrelétricos (CCEE, 2009).

O objetivo de tais leilões é propiciar a possibilidade, por parte das distribuidoras, de contratação antecipada de energia para o atendimento pleno de

sua demanda estimada três a cinco anos à frente. Devido ao fato de a existente total do país ser insuficiente para atender ao total de carga demandada pelas distribuidoras, a estimação precisa da quantidade de energia nova necessária para atender ao crescimento de sua demanda ao longo destes cinco anos é de vital importância para o desempenho operacional da distribuidora.

No novo modelo institucional do setor elétrico brasileiro, as distribuidoras estão autorizadas pela ANEEL a repassarem para as tarifas de energia os montantes contratados até o limite máximo de 103% de sua carga futura efetiva. Esse limite aumenta a segurança do sistema, pois reconhece a impossibilidade de uma previsão perfeita da demanda e estabelece um limite de tolerância para o erro da previsão dos agentes distribuidores (CCEE, 2009).

Adicionalmente, esse sistema assegura, com alta probabilidade, que o montante contratado de energia seja no mínimo igual à carga futura efetiva, pois dada à assimetria da tolerância do repasse automático às tarifas, os agentes distribuidores preferirão estritamente errar a contratação de energia para mais do que para menos, já que se contratarem menos energia que o necessário para o pleno atendimento da carga efetiva, os distribuidores terão de arcar com os custos da aquisição de energia no mercado de curto prazo.

4.3. Tarifação de Energia elétrica

Até a década de 90, o regime tarifário do SEB era definido pelo custo do serviço, ou seja, as tarifas de energia elétrica cobrada aos consumidores eram capazes de cobrir os custos associados à geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, e ainda garantir uma taxa de retorno, previamente fixada, para as empresas concessionárias do setor elétrico. Na ocasião havia um mecanismo de equalização tarifária permitindo que os consumidores de todas as regiões do país fossem submetidos ao mesmo nível tarifário numa mesma classe de consumo, beneficiando os consumidores que estivessem situados em regiões cujos custos associados à atividade fossem superiores (ANEEL, 1993).

Em março de 1993, a Lei N^o. 8.631 encerrou o regime de remuneração garantida e pôs fim ao mecanismo de equalização tarifária entre as concessionárias

do setor. A partir de então as distribuidoras passaram a ter seus reajustes e tarifas fixadas de forma diferenciada, em função dos seus custos.

Art. 7º O regime de remuneração garantida e, em consequência, a Conta de Resultados a Compensar - CRC e a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR, ficarão extintos na data de publicação do decreto regulamentador desta Lei.

Em relação às tarifas, os contratos passaram a ter como meta a preservação do equilíbrio econômico e financeiro das concessionárias, estabelecendo valores que permitissem cobrir todas as etapas do processo industrial de geração, transmissão e distribuição acrescidos dos impostos e encargos setoriais. De acordo com a ANEEL, dois princípios eram fundamentais na definição das tarifas: a modicidade tarifária, ou seja, uma tarifa acessível para todos os cidadãos, e o equilíbrio financeiro das empresas, tornando-as viáveis para o recebimento e manutenção dos investimentos.

Em meio a todas estas modificações, a ANEEL adotou uma nova sistemática de correção das tarifas, substituindo o modelo de regulação tarifária do custo do serviço pelo modelo tarifário conhecido como Preço-Teto. Por esse modelo, é fixado o valor máximo da tarifa, depois de estabelecida uma premissa de receita requerida por parte de uma determinada concessionária, abolindo o mecanismo de equalização tarifária. Dessa forma, no Ambiente de Contratação Regulada as tarifas são diferenciadas para cada distribuidora mesmo referindo-se a consumidores com características semelhantes.

A tarifa de energia elétrica é definida em um valor unitário em reais por quilowatt-hora (kWh) correspondente ao preço pago pelo consumo de um quilowatt em uma hora. As distribuidoras são as empresas responsáveis pela emissão das faturas de energia e as tarifas são estabelecidas pela ANEEL de maneira a aplicar um preço justo ao consumidor e garantir o equilíbrio financeiro das distribuidoras. Dessa forma, há de se classificar os consumidores por classe e subclasses a fim de garantir a correta aplicação da tarifa de energia elétrica.

4.3.1. Classes e Subclasses de consumo

Os consumidores são divididos conforme classes e subclasses apresentadas a seguir:

- **Residencial** – representada consumidores residenciais
- **Industrial** – representada pelas unidades de consumidores que exercem atividades industriais.
- **Comercial** – representadas pelas unidades da área de serviços de transporte, comunicação, e outras atividades.
- **Rural** – representada pelos consumidores que exercem atividades agropecuárias, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural.
- **Poder público** – representadas pelas instalações dos poderes públicos Federal, estadual ou distrital e Municipal.
- **Iluminação Pública** – representadas pela iluminação das praças, ruas, jardins, estradas e outros de abrangência pública.
- **Serviço Público** – representada pelos serviços de água, esgoto e saneamento.
- **Consumo próprio** – representada pelo fornecimento de energia destinado ao consumo da própria distribuidora.

A Tabela 2 apresenta a evolução do consumo nacional de energia elétrica por classe de consumo. No estudo realizado pela EPE, nota-se que para o ano de 2009 a classe industrial representava cerca de 42% do consumo nacional e que neste mesmo ano houve um redução 8% em relação ao ano anterior, o que é justificado pela crise econômica ocorrida entre os anos de 2008 e 2009, conforme ilustrado na Tabela 3.

Tabela 2 Consumo nacional de energia por classe do ano de 1995 até 2009

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE DIRETORIA DE ESTUDOS ECONÔMICO-ENERGÉTICOS E AMBIENTAIS - DEA SUPERINTENDÊNCIA DE ESTUDOS ECONÔMICOS E ENERGÉTICOS - SEE CONSUMO NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA POR CLASSE															
CONSUMO GWh	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
BRASIL	243.074	257.330	273.280	284.522	292.188	307.529	283.257	293.226	306.967	330.598	345.512	357.514	378.359	392.688	388.204
RESIDENCIAL	63.576	68.581	74.089	79.340	81.291	83.613	73.622	72.718	76.162	78.470	82.644	85.784	89.885	94.746	100.638
INDUSTRIAL	111.626	117.128	121.717	121.979	123.893	131.278	122.539	130.927	136.221	155.054	159.838	164.565	175.701	180.049	165.632
COMERCIAL	32.276	34.388	38.198	41.544	43.588	47.626	44.434	45.222	47.531	49.686	53.035	55.309	58.647	61.813	65.567
OUTROS	35.596	37.234	39.276	41.659	43.416	45.011	42.663	44.359	47.073	47.389	49.995	51.796	54.125	56.079	56.368
CRESCIMENTO (%)	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
BRASIL	7,8	5,9	6,2	4,1	2,7	5,3	-7,9	3,8	4,7	7,7	4,5	3,5	5,8	3,8	-1,1
RESIDENCIAL	13,6	7,9	8,0	7,1	2,5	2,9	-11,9	-1,2	4,7	3,0	5,3	3,8	4,8	5,4	6,2
INDUSTRIAL	4,0	4,9	3,9	0,2	1,6	6,0	-6,7	6,8	4,0	13,8	3,1	3,0	6,8	2,5	-8,0
COMERCIAL	11,9	6,5	11,1	8,8	4,9	9,3	-6,7	1,8	5,1	4,5	6,7	4,4	5,9	5,4	6,1
OUTROS	6,7	4,6	5,5	6,1	4,2	3,7	-5,2	4,0	6,1	0,7	5,5	3,6	4,5	3,6	0,5

Fonte: (EPE, 2010)

Na Tabela 3 é apresentado o percentual de consumo nacional de energia elétrica por classe para o ano de 2009.

Tabela 3 Percentual de Consumo nacional de energia por classe em 2009

Classe	% Consumo
Industrial	42
Residencial	26
Comercial	18
Outros	14

Fonte: Adaptado do BEN 2009

4.3.2. Estrutura tarifária

A tarifa de energia elétrica é composta de dois itens: a demanda e o consumo. A demanda é a potência média solicitada pelo consumidor à distribuidora em um intervalo de 15 minutos, de maneira que o faturamento se dará pelo maior valor registrado no período de fornecimento que é normalmente de 30 dias. A energia é medida em megawatt-hora (MWh) e o volume é definido a partir a potência elétrica acumulada no período de fornecimento (ANEEL,2010) .

Atualmente, as tarifas praticadas no fornecimento aos consumidores cativos, têm os seguintes formatos:

- Monômia simples, com apenas um preço de energia;
- Monômia diferenciada, mais de um preço de energia;
- Binômia convencional, um preço de demanda e outro de energia;

- Binômica diferenciada, mais de um preço de demanda e/ou mais de um preço de energia.

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt (R\$/kW) e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R\$/MWh).

Nem todos os consumidores pagam tarifas de demanda de potência. Isso depende da estrutura tarifária na qual o consumidor está enquadrado. Estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento. No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”, porém para o presente estudo somente será analisado o grupo A, em função dos objetivos e estudo de caso propostos.

4.3.3. Tarifas do grupo A

As tarifas do “grupo A” são para consumidores atendidos pela rede de alta tensão, de 2,3 a 230 quilo volts (kV), são binômicas e recebem denominações com letras e algarismos indicativos da tensão de fornecimento, como a seguir:

- A1, para o nível de tensão de 230 kV ou mais;
- A2, para o nível de tensão de 88 a 138 kV;
- A3, para o nível de tensão de 69 kV;
- A3a, para o nível de tensão de 30 a 44 kV;
- A4, para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV;
- AS, para sistema subterrâneo.

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento, convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde, sendo que a convenção por cores é utilizada apenas como referência.

Os critérios para inclusão de uma unidade consumidora do “grupo A”, na estrutura tarifária convencional ou horo-sazonal, estão definidos no Art. 53 da Resolução ANEEL N^o. 456/2000. Os critérios básicos para inclusão são:

- Estrutura tarifária convencional: para as 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;

- Compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal azul: para as unidades consumidoras atendidas pelo SIN e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV
- Compulsoriamente na estrutura tarifária horo-sazonal, com aplicação da tarifa azul ou verde (se houver opção do consumidor) para unidades atendidas pelo SIN e com tensão de fornecimento inferior a 69 kV, desde que a demanda contratada seja igual ou superior a 300 kW e a unidade consumidora faturada na estrutura convencional houver apresentado, nos últimos 11 ciclos de faturamento, 3 registros consecutivos ou 6 alternados de demandas medidas iguais ou superiores a 300 kW.

4.3.3.1. Estrutura tarifária convencional

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Essa tarifa apresenta um único valor para a demanda de potência e outro para o consumo de energia.

O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW.

4.3.3.2. Estrutura tarifária horo-sazonal

A estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O objetivo dessa estrutura tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que ela for menos utilizada.

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, são três horas consecutivas estabelecidas pela distribuidora entre às 17 e às 22 horas do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e as 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”. Já para o ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas. Para a distribuidora que será analisada neste estudo de viabilidade de migração para o ACL, o posto tarifário “ponta” poderá ser das 17:00h às 20:00h, das 17:30h às 20:30h ou das 18:00h às 21:00h (COELBA, 2005).

As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido a menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. Para todo o Sistema Interligado Nacional, o período seco compreende os sete meses consecutivos de maio a novembro e o período úmido compreende os cinco meses consecutivos entre dezembro a abril.

A tarifa horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde.

4.3.3.3. Estrutura tarifária horo-sazonal azul

É a modalidade de fornecimento no qual as tarifas de consumo e demanda são diferenciadas acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano. Obrigatoriamente todas às unidades consumidoras atendidas pelo SIN e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV possuem esta estrutura tarifária.

A Estrutura tarifária horo-sazonal azul é definida a partir das parcelas a seguir:

- Demanda de potência:

- Um valor para o horário de ponta (R\$/kW);
 - Um valor para o horário fora de ponta (R\$/kW).
- Consumo de energia:
- Um valor para o horário de ponta em período úmido (R\$/MWh);
 - Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (R\$/MWh);
 - Um valor para o horário de ponta em período seco (R\$/MWh);
 - Um valor para o horário fora de ponta em período seco (R\$/MWh).

4.3.3.4. Estrutura tarifária horo-sazonal verde

A tarifa horo-sazonal verde é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. A tarifa horo-sazonal verde tem como estrutura:

- Demanda de potência: valor único (R\$/kW):
- Consumo de energia
 - Um valor para o horário de ponta em período úmido (R\$/MWh);
 - Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (R\$/MWh);
 - Um valor para o horário de ponta em período seco (R\$/MWh);
 - Um valor para o horário fora de ponta em período seco R\$/MWh).

4.3.4. Composição das tarifas

Compete a ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor e que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico-financeiro da distribuidora. A receita da concessionária de distribuição é definida por duas parcelas distintas denominadas de parcela A e parcela B. As parcelas e suas respectivas composições são apresentadas na Tabela 4.

Tabela 4 Composição da receita requerida das concessionárias de distribuição

COMPOSIÇÃO DA RECEITA REQUERIDA	
PARCELA A (custos não-gerenciáveis)	PARCELA B (custos gerenciáveis)
Encargos Setoriais	Despesas de Operação e Manutenção
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR)	Pessoal
Cotas da Conta de Consumo de Combustível (CCC)	Material
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Serviços de Terceiros
Rateio de custos do Proinfa	Despesas Gerais e Outras
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	
	Despesas de Capital
Encargos de Transmissão	Cotas de Depreciação
Uso das Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica	Remuneração do Capital
Uso das Instalações de Conexão	
Uso das Instalações de Distribuição	Outros
Transporte da Energia Elétrica Proveniente de Itaipu	P&D e Eficiência Energética
Operador Nacional do Sistema (ONS)	PIS/COFINS
Compra de Energia Elétrica para Revenda	
Contratos Iniciais	
Energia de Itaipu	
Contratos Bilaterais de Longo Prazo ou Leilões	

Fonte: (ANEEL, 2010)

A parcela “A” se refere à parte da receita que a concessionária não tem como administrar diretamente como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada para revenda aos consumidores, os encargos e tributos fixados legalmente e o rateio de custos do Proinfa.

A segunda parcela refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da “parcela B” da receita anual requerida da empresa (ANEEL, 2010).

4.3.5. Ajustes tarifários

No modelo atual, existem mecanismos de atualização da tarifa de fornecimento de energia, que são o reajuste tarifário anual, a revisão tarifária periódica e a revisão tarifária extraordinária.

As empresas de distribuição fornecem energia elétrica a seus consumidores com base em obrigações e direitos estabelecidos em um contrato de concessão celebrado com a União para a exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica numa determinada área. Isso significa reconhecer que a receita anual é suficiente para cobrir os custos operacionais incorridos na prestação do serviço e remunerar adequadamente o capital investido, seja naquele momento, seja ao longo do período de concessão, na medida em que as regras de reajuste têm a finalidade de preservar, ao longo do tempo, o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

4.3.5.1. Reajuste tarifário anual

Este reajuste é realizado anualmente na data de assinatura do contrato de concessão, visando estabelecer o valor da receita da distribuidora. Nessa oportunidade são repassadas para as tarifas, modificações constatadas na parcela “A” e são atualizados os custos gerenciáveis, pela variação do Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M), da Fundação Getúlio Vargas dos dozes meses anteriores à data do reajuste.

Os reajustes buscam oferecer à concessionária a perspectiva de que, no período entre revisões, o equilíbrio econômico-financeiro de sua concessão não sofrerá a corrosão do processo inflacionário sendo-lhe permitida a apropriação de parte dos ganhos de eficiência econômica que vier alcançar no período (ANEEL, 2010).

O Índice de Reajuste Tarifário (IRT) é definido pela equação 1.

$$IRT = \frac{((VPA_1 + VPB_0) \times (V_{-}^{+} X))}{RA_0} \quad (1)$$

Onde:

IRT: Índice de Reajuste Tarifário;

VPA₁: Novo valor total da parcela A na atual data de reajuste;

VPB₀: Valor total da parcela B na data de reajuste anterior;

V: Índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas, ou outro índice que vier sucedê-lo, do mês anterior à data de reajuste e o mês anterior à data de reajuste anterior;

X: Índice definido pela ANEEL em cada revisão periódica ligado ao cumprimento de metas estabelecidas no ano;

RA₀: Receita anual referente aos últimos 12 meses.

4.3.5.2. Revisão tarifária periódica.

A revisão tarifária é realizada em média a cada quatro anos redefinindo o nível das tarifas de maneira a preservar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão e, ao mesmo tempo, transferir aos consumidores eventuais ganhos de produtividade, praticando assim a modicidade tarifária. Esse repasse é feito a partir do fato X, que funciona, na maioria das vezes, como um redutor dos índices de reajuste das tarifas cobradas aos consumidores.

Quando ocorre a revisão tarifária periódica, não ocorre o reajuste tarifário anual. É na revisão tarifária periódica que a ANEEL utiliza o instrumental metodológico da “empresa de referência”, permitindo avaliar o comportamento do mercado na área de concessão da empresa, avaliando o comportamento dos custos no período, de maneira a comparar com a concessionária em questão e, por fim, estabelecendo a receita requerida da concessionária, base para a definição de suas tarifas.

O reposicionamento tarifário considera os custos operacionais eficientes e a adequada remuneração sobre investimentos prudentes. A determinação dos custos operacionais eficientes constitui um dos grandes desafios da revisão tarifária periódica. A análise dos custos da própria empresa sujeita o órgão regulador aos efeitos da assimetria de informação.

4.3.5.3. Revisão tarifária extraordinária

Além dos processos de reajuste tarifário anual e revisão tarifária periódica o contrato de concessão estabelece também o mecanismo da revisão tarifária extraordinária, por meio do qual a ANEEL, poderá, a qualquer tempo, por solicitação da empresa de distribuição e, quando devidamente comprovada, proceder à revisão das tarifas, visando manter o equilíbrio econômico-financeiro do contrato, sempre que houver alterações significativas nos custos da empresa de distribuição, incluindo as modificações de tarifas de compra de energia, encargos setoriais ou encargos de uso das redes elétricas que possam ser estabelecidos durante o período.

4.3.6. Tributos estaduais e municipais

Nas contas de energia elétrica cobrada mensalmente pelas distribuidoras, estão embutidos os tributos PIS (Programas de Integração Social) COFINS (Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social), ICMS (Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços) e a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública que está prevista no artigo 149-A da constituição. A COELBA (distribuidora que será utilizada como base no estudo de migração) em relação ao ICMS está sujeita a redução da base conforme os critérios abaixo (COELBA, 2005):

- Redução de 52%, para as classes industriais e rurais (exceto irrigação) e atividades de hotelaria;
- Redução de 32%, para os órgãos da administração pública federal direta e fundações mantidas pelo poder público federal, bem como as demais classes de consumo (exceto as residenciais e comerciais);
- Redução de 100%, para os órgãos do poder público estadual e administração pública municipal, as fundações mantidas pelo município e iluminação pública.

No estudo de migração serão utilizados o valor de 9,24% referente ao PIS/COFINS e 27% de alíquota de ICMS.

4.3.7. Abertura tarifária

A abertura tarifária permite que o consumidor conheça o valor de cada parcela que compõe a sua conta de energia, de maneira a identificar o valor pago pela energia elétrica consumida (tarifa de energia), o valor pago pelo uso do sistema de distribuição e transmissão (tarifa de uso do sistema ou tarifa fio), bem como todos os elementos de custo que compõem estas tarifas.

A tarifa de energia elétrica é então composta pelos valores dos seguintes itens:

- Custo de aquisição de energia elétrica para revenda;
- Encargos de Serviço do Sistema (ESS);
- Perdas na rede básica;
- Pesquisa e desenvolvimento;
- Taxa de Fiscalização de Energia Elétrica

A tarifa de transporte (TUST ou TUSD) é formada, dentre outros, pelos seguintes valores:

- Remuneração dos ativos de distribuição de energia elétrica;
- Quota de reintegração dos ativos de distribuição;
- Custo de operação e manutenção dos ativos de distribuição;
- Custo relativo ao uso da rede básica;
- Custo com conexão à rede básica;
- Perdas elétricas no sistema de distribuição;
- Quota de reserva global de reversão;
- Contribuição para o ONS;
- Quota do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia – PROINFA.

4.3.8. Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão.

As tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) são tarifas usadas para que cada carga ou geração remunere individualmente o custo pela utilização da rede. A TUST é definida por ponte de conexão à rede

básica, enquanto que a TUSD é definida por nível de tensão da distribuidora com valores proporcionais aos custos marginais. Nesse trabalho será analisado apenas a TUSD, pois a empresa avaliada em uma possível migração para o ACL está conectada a uma rede de distribuição. A Tabela 5 apresenta um resumo de algumas tarifas homologadas pela ANEEL através da resolução nº. 971 de 19 de abril de 2010 da distribuidora COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia, essas tarifas serão utilizadas no estudo de avaliação para migração para o ACL (ANEEL, 2010).

Tabela 5 Resumo de algumas tarifas da Resolução 971 da ANEEL

Tarifa COELBA (HORO SAZONAL AZUL)				
DEMANDA [R\$/Kw]				
Classe	T_{DPONTA}		$T_{DFPONTA}$	
A3	35,09		7,17	
ENERGIA [R\$ / MWh]				
Classe	$T_{PONTASECA}$	$T_{PONTAUMIDA}$	$T_{FPONTASECA}$	$T_{FPONTAUMIDA}$
A3	203,7	184,45	127,86	116,67
TUSD [R\$/kw]				
Classe	T_{DPONTA}		$T_{DFPONTA}$	
A3	35,09		7,17	
TUSD 50% DESCONTO [R\$/kw]				
Classe	T_{DPONTA}		$T_{DFPONTA}$	
A3	18,2		3,72	
TUSD 100% DESCONTO [R\$/kw]				
Classe	T_{DPONTA}		$T_{DFPONTA}$	
A3	1,37		0,28	
ENCARGOS [R\$/MWh]				
Classe	$TUSD_{EP}$		$TUSD_{EFP}$	
A3	23,01		23,01	

As tarifas TUSD 50% e TUSD 100% serão utilizadas na análise de migração para o ACL, considerando a compra de energia a partir de fontes incentivadas.

Segundo o Art. 5º da resolução Nº. 971 da ANEEL, esses descontos são feitos apenas na parcela sujeita ao desconto conforme abaixo:

Parágrafo único. Para o cálculo das TUSD aplicáveis aos consumidores que assinaram CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada, de acordo com a Resolução Normativa nº247, de 21 de dezembro de 2006, aplicar-se-á o desconto divulgado mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE para cada consumidor sobre a parcela da TUSD sujeita a desconto, devendo o resultado ser somado à parcela da TUSD não sujeita a desconto, especificada no quadro U desta Resolução.

Para a composição da tarifa TUSD de 100%, deve-se considerar o desconto de 100% na parcela sujeita ao desconto, logo para cada classe de tensão essa tarifa será a parcela não sujeita ao desconto para cada posto tarifário. Já para a TUSD 50% a tarifa final para cada posto tarifário será a metade da parcela sujeita ao desconto mais o valor integral da parcela não sujeita ao desconto. A Tabela 6 representa os valores das tarifas representadas no Quadro U da Resolução Nº. 971 da ANEEL.

Tabela 6 Tarifas TUSD da Resolução 971 da ANEEL

TUSD - CONSUMIDORES LIVRES - Aplicação de desconto previsto nas Resoluções nº 77, de 18 de agosto de 2004, e nº 247, de 21 de dezembro de 2006	QUADRO U			
	TUSD			
	DEMANDA (R\$/kW)			
	SUBGRUPO	PONTA		F. PONTA
Parcela sujeita ao desconto		Parcela não sujeita ao desconto	Parcela sujeita ao desconto	Parcela não sujeita ao desconto
A2 (88 a 138 kV)	25,95	1,05	4,07	0,17
A3 (69 kV)	33,72	1,37	6,88	0,28
A3a (30 a 44 kV)	47,08	1,92	12,76	0,53
A4 (2,3 a 25 kV)	54,42	2,22	15,17	0,63

Fonte: (ANEEL, 2010)

4.4. O Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Ambiente de Contratação Livre é o ambiente no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, através de contratos bilaterais com condições livremente negociadas. Porém para receberem esta energia contratada no ponto desejado, os consumidores necessitam pagar uma taxa pelo uso do sistema de transmissão ou distribuição à respectiva empresa do setor.

O preço da energia é negociado entre as partes para um determinado período sendo normalmente reajustado anualmente por índice econômico acordado. Nesse caso o Consumidor já sabe quanto irá pagar pela energia nos próximos anos. De acordo com o site Energia direta, o preço médio atual praticado para a energia convencional (proveniente de hidroelétricas) para contratos de 12 meses é de 135 R\$/MWh (Energia Direta, 2010). Já o preço da energia proveniente de fontes incentivadas podem ser 160 R\$/MWh (com desconto de 50% da TUSD ou TUST) e 200 R\$/MWh (com 100% de desconto da TUSD ou TUST).

A figura do consumidor livre foi instituída desde 1995 através da Lei Nº. 9.074. Os Artigos 15 e 16 da referida lei estabelecem o que se entende por consumidor livre [8].

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.*

Em 1998 através da Lei 9.247, os consumidores com demanda mínima de 500 kW, por carga, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, têm também o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs) ou de fontes alternativas (eólica, biomassa ou solar). E em 2006 com a Resolução Nº. 247 da ANEEL esses consumidores passaram a ser chamados de consumidores especiais, sendo possível a reunião de diferentes cargas por comunhão de interesses de fato (por exemplo, unidades filiais alimentadas por diferentes distribuidoras) ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e também se constituir um consumidor livre.

Nesse ambiente de contratação os consumidores podem escolher seu fornecedor de energia, negociando livremente um conjunto de variáveis como prazo contratual, preços, variação do preço ao longo do tempo e serviços associados à comercialização. Em consequência, o consumidor assume responsabilidades em relação a sua gestão dos preços da energia.

A análise para migração para o ambiente de contratação livre é única e exclusiva do consumidor, no entanto uma vez feita à opção pelo ACL, o consumidor somente pode retornar a condição cativa mediante aviso prévio de cinco anos de antecedência à sua concessionária. Porém esse período pode ser reduzido a critério da concessionária. Para a migração para o ACL, deve-se também observar o vencimento do contrato e o prazo de denúncia normalmente informado no contrato com a concessionária (geralmente de 180 dias) de maneira a sinalizar o interesse na mudança no ambiente de contratação. O prazo de cinco anos para retorno a condição cativa é coerente com o requisito de contratação de 100% do mercado da

distribuidora e aquisição de energia em leilões de energia nova com entrega programada para cinco anos à frente (CCEE, 2010).

A opção de migração exercida pelo consumidor poderá corresponder a toda sua necessidade ou a parte dela. De qualquer forma, é indispensável que o consumidor ao tomar esta decisão, o mesmo tenha uma estratégia na utilização da energia elétrica e de adequadas informações, tanto em termos de perspectivas de preço como de disponibilidade.

Os critérios mínimos necessários para esta migração estão identificados abaixo:

- Estão conectadas a rede antes de 1995, com carga instalada superior a 3.000 kW e tensão igual ou superior a 69 kV;
- Estão conectadas a rede após 1995, com carga instalada superior a 3.000 kW, independente da tensão de alimentação;
- Possuem carga instalada igual ou superior a 500 kW, porém isto implica na compra de energia gerada a partir de fonte alternativas ou como estão sendo chamadas atualmente de fontes incentivadas (Biomassa, Eólica, Solar e PCHs Pequenas Centrais Hidrelétricas).

A figura 4 resume os critérios descritos.



Figura 4 Requisitos mínimos para se tornar consumidor livre Fonte: (FARIAS,2005)

Até julho de 2010 existiam registrados na CCEE 894 agentes consumidores livres, 85 agentes comercializadores e 233 agentes produtores independentes de energia.

Os consumidores livres conectados à rede de distribuição, quando exercem a opção de compra de energia no ACL, devem contratar o acesso, compreendendo o uso e a conexão ao sistema de distribuição da concessionária local, nos termos da Resolução ANEEL N°. 281, de 01 de outubro de 1999.

A figura 5 apresenta a distribuição de consumo no SIN e o percentual de consumidores nos dois ambientes de contratação.

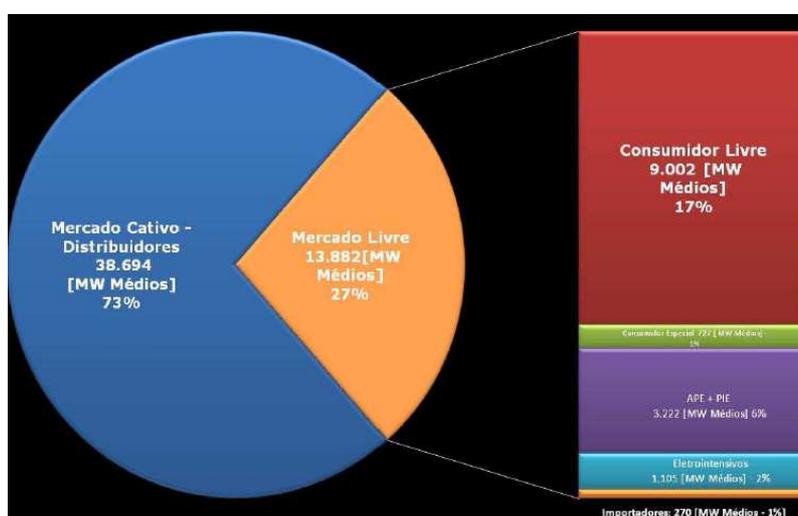


Figura 5 Distribuição de consumo de energia no SIN Fonte: (CCEE, 2010)

De acordo com o boletim da CCEE de setembro de 2010, o conjunto de consumidores livres e especiais bateu recorde em energia demandada em julho de 2010, atingindo a marca de 9.862 megawatts médios (MWmédio) que é a maior marca em toda a história do ACL. Sendo que 9.052 MWmédio se refere aos agentes livres e 810 Mwmédio aos agentes especiais. A figura 6 ilustra a evolução do número de consumidores livres e especiais.

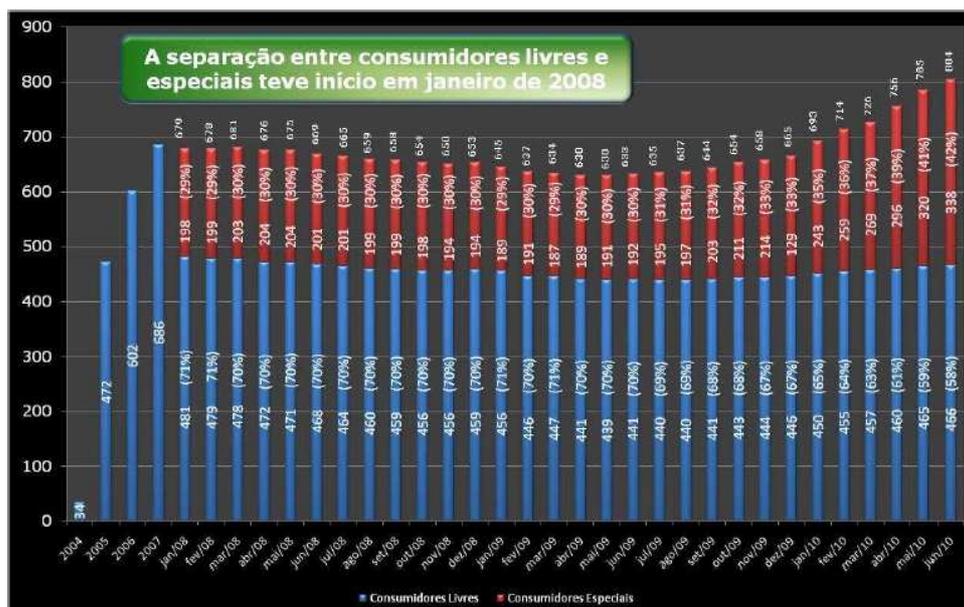


Figura 6 Evolução do número de consumidores livres e especiais. Fonte: (CCEE, 2010)

Percebe-se a partir das figuras 5 e 6 o expressivo aumento do número de consumidores livres e especiais desde 2004, sendo que separação dos consumidores livres e especiais somente foi feita em 2008. Até junho de 2010 esses consumidores representavam cerca de 27% do mercado, e segundo a ABRACEEL – Associação Brasileira de Comercializadores de Energia Elétrica, já existe previsão legal, desde 2003, para que o Ministério de Minas e Energia reduza os requisitos de migração para o ambiente de livre contratação de maneira a expandir esse setor, que em outros países já é superior a 40%, sem considerar esta possível redução dos requisitos para a migração, a ABRECEEL estima que o ACL possa atingir a marca de 35%, o que demonstra que ainda existe espaço para a expansão de mercado. Considerando a legislação atual e o histórico de consumo, a classe industrial é hoje a classe com o maior número de consumidores potencialmente livres, conforme ilustrado na Tabela 7.

Tabela 7 Distribuição de consumo por submercado.

Submercado	Estado	Livre (MWmed)	Especial (MWmed)	Total (MWmed)	[%]	Consumo por submercado	[%]
NORDESTE	AL	5	1	6	0,06%	426	4%
	BA	160	3	163	1,67%		
	CE	80	6	86	0,89%		
	PB	42	1	44	0,45%		
	PE	65	14	79	0,81%		
	RN	8	2	10	0,11%		
	SE	38	0	38	0,39%		
NORTE	MA	338	0	338	3,47%	1.226	13%
	PA	886	0	886	9,11%		
	TO	0	2	2	0,02%		
SUDESTE	DF	26	0	26	0,27%	6.955	71%
	ES	421	3	424	4,36%		
	GO	173	2	175	1,79%		
	MG	2.197	127	2.324	23,89%		
	MS	34	3	37	0,38%		
	MT	73	8	81	0,83%		
	PR	0	2	2	0,02%		
	RJ	540	60	599	6,16%		
	RO	9	0	9	0,09%		
	SP	2.914	365	3.278	33,70%		
SUL	PR	316	4	320	3,29%	1.123	12%
	RS	378	58	435	4,47%		
	SC	302	66	368	3,78%		
Total geral		9.002	727	9.729	100,00%	9729	100%

Fonte: (CCEE, 2010)

Tabela 8 Distribuição de consumo por ramo de atividade.

Ramo de Atividade	Energia Consumida [MW médio]	Representatividade do consumo	Representatividade do número de unidades consumidoras
METALURGIA	3.813	39,19%	8,05%
QUÍMICOS	1.450	14,90%	8,65%
CELULOSE	650	6,68%	5,34%
MINERAIS NÃO-METÁLICOS	653	6,72%	6,17%
VEÍCULOS	520	5,35%	7,82%
OUTROS	511	5,25%	23,53%
ALIMENTÍCIOS	479	4,92%	10,30%
TÊXTEIS	376	3,87%	7,29%
EXTRAÇÃO DE MINERAIS METÁLICOS	260	2,67%	1,58%
BORRACHA E PLÁSTICO	257	2,64%	5,79%
TRANSPORTE	169	1,74%	2,63%
MADEIRA	166	1,71%	1,05%
SANEAMENTO	114	1,17%	0,90%
PRODUTOS DE METAL	124	1,27%	3,31%
SERVIÇOS	112	1,15%	5,86%
BEBIDAS	75	0,77%	1,73%
Total geral	9.729	100,0%	100,0%

Fonte: (CCEE, 2010)

Além do exposto, os consumidores deverão ser agentes da CCEE e estarão sujeitos ao pagamento de todos os tributos e encargos devidos pelos demais consumidores, salvo expressa previsão legal ou regulamentar em contrário.

Para se tornar agente da CCEE, o consumidor livre além das questões anteriormente levantadas, deverá:

- Participar do rateio dos custos da CCEE, proporcionalmente aos volumes de energia elétrica comercializada;

- Cumprir todas as obrigações contidas nas regras e procedimentos de comercialização, como o registro dos contratos na CCEE e aporte de garantias para a liquidação de curto prazo;
- Adequar o Sistema de Medição e Faturamento (SMF).

4.4.1. Fator de Carga e Modulação

O fator de carga é um índice resultante da relação entre a demanda média e a demanda máxima ocorrida por segmento horário num período de tempo. Esse índice indica se a unidade está utilizando de forma racional a energia elétrica colocada a sua disposição. Quanto mais próximo da unidade for o fator de carga, mais racional é a utilização da energia, conforme Equação 2.

$$FC = \frac{C}{D \times H} \quad (2)$$

Sendo:

FC = Fator de carga;

C = Consumo mensal (kWh);

D = Demanda (kW);

H = Horas do mês (h).

Como os estudos propostos foram feitos utilizando um horizonte de um ano, tem-se 8.760 horas e uma média de 730 horas por mês. Como a tarifação é diferenciada pelo posto tarifário “ponta” e “fora ponta”, utilizam-se os fatores de carga por posto tarifário considerando 65 horas para a ponta e 665 horas para fora da ponta, conforme sistema de equações 3 e 4:

$$FC = \frac{C}{D \times 65} \quad (3)$$

$$FC = \frac{C}{D \times 665} \quad (4)$$

A modulação corresponde à redução do percentual do valor de demanda entre os postos tarifários e pode ser expressa de acordo com a equação 5:

$$IM(\%) = \left(\left(1 - \frac{(D_P)}{D_{FP}} \right) \times 100 \right) \quad (5)$$

4.4.2. Energia Incentivada

A Resolução Normativa Nº. 247/06 estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, entre empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas e unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, no âmbito do SIN. A mesma Resolução define como fontes de geração de energia Incentivada:

- Pequenas Centrais Hidrelétricas com potência instalada entre 1.000 kW e 30.000 kW;
- Empreendimentos de fonte solar, eólica ou biomassa com potência instalada injetada na linha de distribuição e/ou transmissão de até 30.000 kW.

As usinas que geram esse tipo de energia são chamadas de usinas incentivadas e possuem desconto permanente de 50% ou 100% na TUSD e/ou TUST conforme ato autorizativo da ANEEL regulamentado pela resolução Nº. 341 de 2008. Para a compra desse tipo de energia é necessário que seja celebrado entre as partes um CCEI – Contrato de Comercialização de Energia Incentivada. Nesse caso o desconto que o gerador repassa ao comprador é formado por sua parcela de compra de CCEI mais a Garantia Física associada, as quais compõem o lastro desse gerador (ANEEL, 2008).

O desconto do Consumidor Especial ou Livre é proporcional à sua compra. Se comprar energia somente de um gerador incentivado que possua 50% de desconto, seu desconto também será de 50%. Se comprar energia somente de um gerador incentivado que possua 100% de desconto, seu desconto também será de 100%. Se comprar energia de geradores incentivados que possuam 50% e 100% de desconto, seu desconto será um valor entre 50% e 100%, ou seja, o desconto final

do Consumidor Especial será a média ponderada dos descontos associados às compras de energia, conforme Equação 6.

$$\text{Desconto Final do Consumidor} = \frac{\text{Contrato 1} \times \text{Desconto 1} + \text{Contrato 2} \times \text{Desconto 2} + \dots}{\text{Maior valor entre o total de contratos do Mês e o consumo mensal total}} \quad (6)$$

Equação desconto TUSD/TUST consumidor final (FLOREZI, 2009)

A seguir são apresentados quatro exemplos possíveis de variação de contrato de energia incentivada e o desconto final para o consumidor:

Tabela 9: Exemplos de possíveis de variação de contrato de energia incentivada e o desconto final para o consumidor

Exemplo 1:

Agente Vendedor	Desconto final do agente vendedor	Qtd. Mensal contratada (MWh)	Qtd. Contratada Total (MWh)	Consumo mensal de todos os agentes (MWh)	Desconto Final do Consumidor
A	50%	5	15	15	50%
B	50%	5			
C	50%	5			

Exemplo 2:

Agente Vendedor	Desconto final do agente vendedor	Qtd. Mensal contratada (MWh)	Qtd. Contratada Total (MWh)	Consumo mensal de todos os agentes (MWh)	Desconto Final do Consumidor
A	50%	5	15	30	25%
B	50%	5			
C	50%	5			

Exemplo 3:

Agente Vendedor	Desconto final do agente vendedor	Qtd. Mensal contratada (MWh)	Qtd. Contratada Total (MWh)	Consumo mensal de todos os agentes (MWh)	Desconto Final do Consumidor
A	0%	5	10	10	25%
B	50%	3			
C	50%	2			

Exemplo 4:

Agente Vendedor	Desconto final do agente vendedor	Qtd. Mensal contratada (MWh)	Qtd. Contratada Total (MWh)	Consumo mensal de todos os agentes (MWh)	Desconto Final do Consumidor
A	50%	5	10	9	65%
B	100%	3			
C	50%	2			

Deve-se entender que o desconto da TUSD ou TUST é apenas repassado do gerador para o consumidor especial, logo se por qualquer motivo este gerador for

penalizado e perder este desconto, o consumidor imediatamente também perderá o mesmo.

No ano de 2009, a geração das usinas com desconto de 50% foi 11.324,5 GWh e 2.103,3 GWh foram gerados por usinas que receberam desconto de 100%. Essa geração correspondeu a 3,03% da geração total no SIN, conforme figura 7.

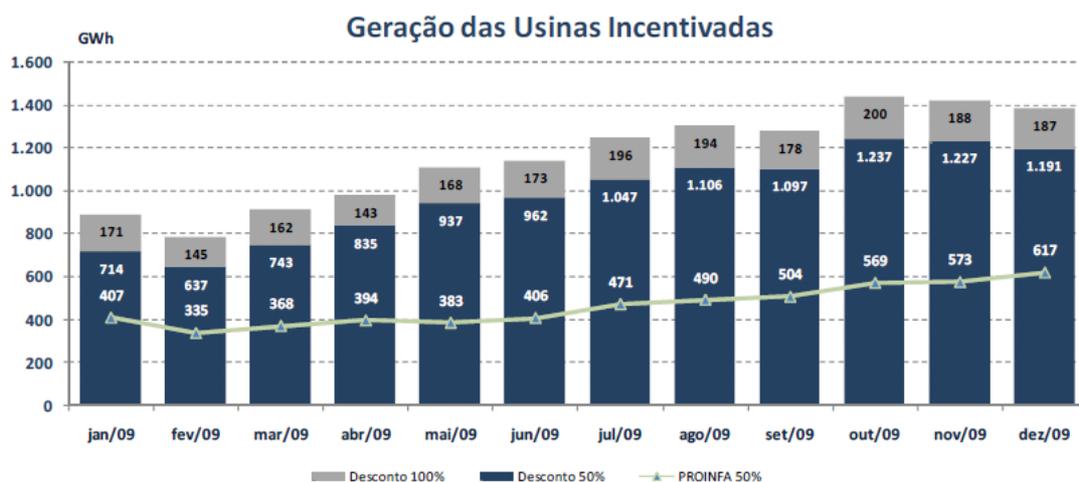


Figura 7 Gráfico de Geração das usinas incentivadas no ano de 2009 Fonte: (CCEE, 2010)

As regras de comercialização utilizadas para obtenção dos descontos aplicados à TUSD e TUST para todos os agentes de comercialização de energia oriunda de fontes incentivadas estão disponíveis junto à CCEE.

4.4.3. Os Contratos Consumidores Livre.

O Consumidor que optar por se tornar livre deverá fazê-lo utilizando três instrumentos contratuais:

- CCVE: Contrato de Compra e Venda de Energia de Energia Elétrica a ser negociado livremente entre o consumidor e o vendedor (gerador, produtor independente de energia ou comercializador), que é um contrato financeiro. Esse instrumento contratual pode ser classificado como o Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre (CCEAL) e o Contrato de Comercialização de Energia Incentivada (CCEI);
- CCT e CUST: Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão e Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (Contrato com tarifa regulada pela

ANEEL), que devem ser firmados com o ONS e o consumidor que esteja na rede básica;

- CCD e CUSD: Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (Contrato com tarifa regulada pela ANEEL), que devem ser celebrados com a distribuidora local.

No CUST são definidos os valores de Montantes de Uso do Sistema de Transmissão (MUST) para os postos tarifários “ponta” e “fora da ponta” para cada ano de vigência do contrato. Assim o consumidor pagará mensalmente os encargos pelo uso do sistema, os encargos decorrentes de eventuais ultrapassagens do MUST e os encargos decorrentes de eventuais sobrecargas. O CCT tem como objetivo o estabelecimento das condições, procedimentos, responsabilidades técnicas e comerciais que regularão a conexão do usuário a Rede Básica.

No CUSD são definidos os valores de Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) para os postos tarifários “ponta” e “fora da ponta” para cada ano de vigência do contrato e também são estabelecidas as condições gerais do serviço a ser prestado, bem como as condições técnicas e comerciais e devem dispor no mínimo sobre:

- A obrigatoriedade da observância do PRODIST - Procedimento de Distribuição;
- A obrigatoriedade da legislação específica e às normas e padrões da concessionária ou permissionária proprietária das instalações;
- Os montantes de uso dos sistemas de distribuição contratados nos horários de ponta e fora da ponta, bem como as condições e antecedência mínima para a solicitação de alteração dos valores de uso contratados;
- A definição dos locais e dos procedimentos para medição e informação de dados;
- Os índices de qualidade relativos aos serviços de distribuição a serem prestados;
- As penalidades pelo não-atendimento dos índices de qualidade relativos de distribuição a serem prestados.

No CCD devem ser estabelecidas as condições gerais dos serviços prestados e devem dispor no mínimo:

- A obrigatoriedade da observância do PRODIST - Procedimento de Distribuição;
- A obrigatoriedade da legislação específica e às normas e padrões da concessionária ou permissionária proprietária das instalações;
- A descrição detalhada dos pontos de conexão e das instalações de conexão, incluindo o conjunto de equipamentos necessários para a interligação elétrica das instalações do usuário ao sistema de distribuição, com os respectivos encargos;
- A capacidade de demanda da conexão;
- As responsabilidades por danos materiais diretos causados a equipamentos elétricos de propriedade de consumidores finais da distribuidora em caso de perturbações nas instalações de conexão
- Os índices de qualidade relativos aos serviços de distribuição a serem prestados;
- As penalidades pelo não-atendimento dos índices de qualidade relativos de distribuição a serem prestados.

Além dos contratos mencionados os agentes comercializadores oferecem o serviço de representação na CCEE o que pode ser celebrado através do instrumento contratual Contrato de Gerenciamento e Representação na CCEE (CGRC), o que não é obrigatório, pois como o consumidor livre ou especial é um agente da CCEE, ele próprio pode realizar o gerenciamento do contrato CCVE (TRADE ENERGY, 2010).

4.4.4. Contabilização da energia no mercado de curto prazo

A contabilização de energia no mercado de curto prazo é o processamento mensal dos dados de contratos, medição, preço e demais informações necessárias para cálculo do resultado final de cada agente no âmbito da CCEE, com base nas Regras de Comercialização, que apura as exposições no mercado de curto prazo, recebimento/pagamento de encargos, exposições financeiras, Mecanismo de

Realocação de Energia (MRE) e consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados conforme Figura 8.

Por outro lado os consumidores livres são agentes da CCEE e, como tal, devem conhecer bem o processo de contabilização de energia no curto prazo. O mercado de curto prazo se resume na apuração das diferenças entre a energia contratada e a energia verificada, valoradas ao Preço de Liquidação das Diferenças . Na CCEE os estados brasileiros são divididos em 4 submercados, o nordeste, o sul, o norte e o sudeste/centro-oeste. Estes submercados não necessariamente são representam as divisões geopolíticas, pois o estado do ACRE recentemente interligado ao SIN, na visão da CCEE pertence ao submercado sudeste/centro-oeste.



Figura 8 Processo de contabilização Fonte: (CCEE,2010)

O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo. Para a obtenção deste preço, são utilizados modelos matemáticos que visam encontrar a solução ótima de equilíbrio para o benefício atual para o uso da água para geração de energia elétrica e o benefício futuro de seu armazenamento o que é medido na economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da hidroeletricidade é visão mais econômica, porém também é a de maior risco, pois pode incorrer em um *déficit* futuro. Esse preço é divulgado semanalmente pela CCEE para cada submercado (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e para patamares de carga (Pesada, Média e Leve).

O horário de baixo consumo é chamado de patamar leve, corresponde aos horários de 00h00min à 07h00min de segunda à sábado e das 00h:00min à 17h:00min e das 22h:00min à 24h:00min nos domingos e feriados nacionais. O patamar de carga médio representa um horário de consumo mediano e corresponde aos horários 07h00min à 18h00min e 21h00min à 24h00min de segunda á sábado e nos horários da 17h:00min à 22h:00min nos domingos e feriados nacionais (no horário de verão é descolado em uma hora). O patamar de carga pesada

corresponde ao horário das 18h00min à 21h00min de segunda à sábado (no horário de verão é descolado em uma hora) (ONS,2010)

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo PLD consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação (CMO) de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal. O CMO informa qual o custo de atender uma carga incremental em um determinado instante (CCEE, 2009).

O NEWAVE consiste em um modelo de otimização para o planejamento de Médio Prazo (até cinco anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes, considerando-se todas as usinas de um submercado agregadas em um único reservatório. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada mês dentro do período de estudo, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados deste modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais Curto Prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios.

O DECOMP é processado semanalmente e consiste em um modelo de otimização para o horizonte de Curto Prazo (até 12 meses), representando o primeiro mês em base semanal e considerando as vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por submercado). Seu objetivo é determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (CCEE, 2009). A Figura 9 ilustra um exemplo do PLD semanal:



Figura 9 PLD 1º. Semana de Outubro de 2010 Fonte: (CCEE, 2010)

Na Tabela 10 estão os valores da média histórica mensal do PLD, por submercado para o período de 2008 até o presente momento. Nota-se claramente a volatilidade do PLD que geralmente é explicado por três fatores estruturais. Primeiro, com a redução do consumo de eletricidade no período pós-acionamento, ocorreu uma retração nos investimentos em potência instalada. Em segundo lugar, o governo passou a impor critérios ambientais mais rigorosos, determinando restrições legais na construção de grandes reservatórios – antes utilizados para regularizar as relações intertemporais entre o período seco e o período úmido. Em terceiro lugar, os novos aproveitamentos hidráulicos existentes no país são, em sua maioria, em rios de planície, especialmente na região Norte. As novas hidrelétricas a serem incorporadas ao sistema serão hidrelétricas a fio d'água.

A conjugação desses três fatores determina uma maior dependência ao regime de chuvas, expondo o sistema elétrico a um risco hidrológico crescente. Por outro lado, e comparativamente ao passado recente, aumentaram os riscos relativos à Energia Armazenada (EAR), já que o sistema armazena praticamente a mesma quantidade de água proporcionalmente a uma carga maior. Nesse sentido, a volatilidade do PLD é função da natureza da indústria de energia elétrica, caracterizada pela predominância hidráulica e pela complementaridade das usinas térmicas. O PLD é limitado por valores mínimo e máximo de acordo com legislação da ANEEL, e para o ano de 2010 o valor mínimo do PLD é de 12,80 R\$/MWh e o valor máximo é de 622,21 R\$/MWh (CCEE, 2010).

Tabela 10 Preço médio do PLD por submercado (CCEE)

Preço Médio da CCEE (R\$/MWh)				
Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
09/2010	132,37	131,98	189,88	189,88
08/2010	118,00	118,00	124,23	124,22
07/2010	89,58	89,58	95,30	95,30
06/2010	67,99	67,99	69,70	69,70
05/2010	32,45	30,25	34,60	32,45
04/2010	21,59	21,59	24,96	21,58
03/2010	27,74	27,74	30,19	27,56
02/2010	13,85	13,85	16,06	13,85
01/2010	12,91	12,91	12,91	12,91
12/2009	16,31	16,31	16,31	16,31
11/2009	16,31	16,31	16,31	16,31
10/2009	16,31	16,31	16,31	16,31
09/2009	16,31	16,31	16,31	16,31
08/2009	16,31	16,31	16,31	16,31
07/2009	30,43	30,43	25,55	25,55
06/2009	40,84	40,84	30,00	23,14
05/2009	39,00	39,10	30,17	16,31
04/2009	46,46	48,73	27,79	16,31
03/2009	90,87	91,28	84,25	24,96
02/2009	52,08	66,15	27,41	27,41
01/2009	83,64	83,66	77,77	77,82
12/2008	96,97	96,93	96,97	96,97
11/2008	106,14	93,77	106,14	106,14
10/2008	92,43	92,17	92,43	92,43
09/2008	109,93	109,40	109,91	109,93
08/2008	102,79	101,21	102,79	102,79
07/2008	108,42	108,42	108,42	108,42
06/2008	76,20	76,20	75,34	75,34
05/2008	34,18	34,19	34,42	27,61
04/2008	68,80	72,12	71,92	50,97
03/2008	124,70	127,41	123,24	117,67
02/2008	200,42	200,65	214,37	200,43
01/2008	502,45	502,45	497,61	502,45

Fonte: (CCEE, 2010)

A liquidação no mercado de curto prazo é apurada entre o montante total de energia contratado (contratos de compra de energia) e o seu consumo total. Dessa forma verifica-se que um dos principais riscos de mercado é o risco da exposição de curto prazo que ocorrerá sempre que houver diferença entre a carga verificada e o montante de energia contratada. A cada mês, o consumidor livre poderá ficar exposto positivamente, caso haja sobra de lastro, ou negativamente, caso não haja lastro suficiente para cobrir a carga consumida e o lastro, para estes consumidores, é definido como a soma dos montantes de energia contratados (através dos contratos de compra de energia no ambiente livre) num determinado período de tempo (CCEE, 2009).

4.4.5. Direitos e deveres de um Consumidor Livre

Todos os contratos de fornecimento de energia elétrica devem ser registrados na CCEE, desta maneira o consumidor terá esse respectivo crédito de energia na contabilização da CCEE independentemente do agente vendedor possuir ou não a energia elétrica contratada. Os consumidores livres devem obrigatoriamente ser agentes da CCEE, podendo ou não serem representados por outros agentes da

CCEE, que geralmente é um comercializador que oferece o serviço de gestão e representação.

Os consumidores devem apresentar lastro de energia, proveniente de contratos de compra para 100% de seu consumo. A obrigatoriedade da comprovação de lastro visa estimular a contratação de longo prazo. Quando o agente não comprova o lastro de energia, o mesmo estará sujeito a penalidade de acordo com as regras e procedimentos da CCEE que deverá ser o maior valor entre o PLD e o Valor que referência (VR) que é média ponderada dos preços médios dos leilões A-5 e A-3 para o ano de referência. O VR é definido pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004 e alterações promovidas pelo Decreto Nº. 5.911, de 27 de setembro de 2006, sendo o valor para o ano de 2010 o valor definido em R\$ 145,41 - Conforme Ofício Nº. 012/2010-SEM/ANEEL, de 14 de janeiro de 2010 (MME, 2004).

4.4.6. Risco da falta de cobertura contratual de consumo

O Decreto Nº. 5.163, de 2004, estabelece, dentre outras exigências, que os consumidores livres deverão estar com toda sua carga contratada. O descumprimento dessa obrigação implica na aplicação de penalidade conforme estabelecido nas regras de comercialização vigentes – o que não ocorre com os consumidores cativos. A apuração é feita mensalmente pela CCEE com base na média móvel dos últimos doze meses (CCEE, 2009). Ou seja, verifica se qual o consumo dos últimos doze meses e faz-se a comparação com os contratos de compra de energia elétrica deste consumidor. Se o consumo foi maior, aplica-se a penalidade conforme equações definidas nas regras de comercialização (NUNES, 2009).

4.4.7. Risco de elevação do PLD

O PLD é utilizado na liquidação de toda a energia não contratada entre os agentes. Ele é determinado em base semanal, para cada submercado do sistema elétrico brasileiro.

O PLD é calculado em base ex-ante (considerando informações previstas de disponibilidade e carga) para as semanas que se iniciam aos sábados e terminam na sexta-feira, podendo conter dias de dois meses adjacentes. Está atrelado ao Custo Marginal de Operação (CMO), e no longo prazo, associados ao Custo Marginal de Expansão (CME). Na condição em que o CMO assume o mesmo valor do CME, o custo de produzir uma unidade de energia elétrica, com o parque gerador existente, é o mesmo que o custo de produzir uma unidade de energia elétrica, com uma nova unidade geradora (NUNES, 2009)

O processo de cálculo do CMO consiste na utilização em cadeia dos modelos computacionais, NEWAVE e DECOMP, que produz como resultado, o Custo Marginal de Operação de cada submercado, conforme definido nas regras de comercialização da CCEE. Em janeiro de 2008, o NEWAVE apresentou os seguintes valores esperados futuros para o CMO:

O modelo e formação de preço com base no CMO tem gerado grandes incertezas no mercado de energia elétrica visto que os valores podem variar bruscamente de um mês para o outro, perdendo um pouco a sua previsibilidade

4.4.8. Risco das diferenças de PLD entre submercados

Para fins de cobertura contratual, o consumidor livre poderá adquirir energia de qualquer gerador ou comercializador do SIN, independentemente do submercado. Porém, a contabilização ocorre semanalmente, por patamar e por submercado. Assim, mesmo tendo cobertura de lastro de consumo, um determinado consumidor poderá ficar exposto na liquidação de curto prazo devido a diferenças de PLD entre submercados distintos.

Todas as vezes que o consumidor livre adquirir energia em um submercado diferente do relacionado ao seu ponto de consumo, o mesmo estará sujeito à

exposição na liquidação da CCEE devido a uma variação de PLD entre submercados. Nesse caso haverá uma exposição positiva no submercado em que adquiriu energia e não tem consumo e negativa, naquele onde tem consumo e não tem contratos. Então, a compra de energia em um submercado diferente de onde está o ponto de consumo gera um risco a ser avaliado (NUNES, 2009).

4.4.9. Risco operacional

Todos os contratos de compra de energia elétrica devem ser registrados no âmbito da CCEE. No entanto, o registro é feito pela parte vendedora e a sua validação pela parte compradora, ficando a CCEE isenta neste processo. Da mesma forma, erros podem ocorrer na operacionalização deste contrato seja na determinação da sazonalização ou da modulação da energia contratada, ou ainda, no exercício de uma flexibilização contratual. Assim, é possível que uma das partes, por esquecimento ou má gestão não operacionalize o contrato conforme anteriormente acordado.

4.4.10. Risco de crédito

Conforme foi visto anteriormente o agente da CCEE, independentemente de sua categoria, está sujeito ao processo de liquidação de curto prazo. Nesse processo há sempre um equilíbrio de contas, ou seja, o somatório de todos os montantes credores coincide com os montantes devedores. Assim, se há um agente “perdedor”, há outro “ganhador”. Embora a liquidação financeira esteja associada a um processo de aporte de garantias financeiras que a precede, estas garantias muitas vezes não são suficientes para cobrir o montante devedor.

Dessa forma, o mercado está sujeito à inadimplência por parte dos agentes devedores a ser rateada entre os agentes credores, ou ainda, há um risco de crédito no processo de liquidação da CCEE.

4.4.11. Curva de Aversão ao Risco (CAR)

A Resolução Nº. 109/2002 da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica estabeleceu critérios e diretrizes para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica nos Programas Mensais de Operação realizados pelo ONS, bem como para a formação de preço no mercado de energia elétrica.

Uma dessas diretrizes é a Curva Bianual de Segurança, também denominada Curva de Aversão ao Risco (CAR). Essa curva 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.

Em outras palavras, para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da Curva de Aversão ao Risco ao longo dos dois anos. A Figura 10 ilustra a CAR atual do submercado sudeste/centro-oeste:

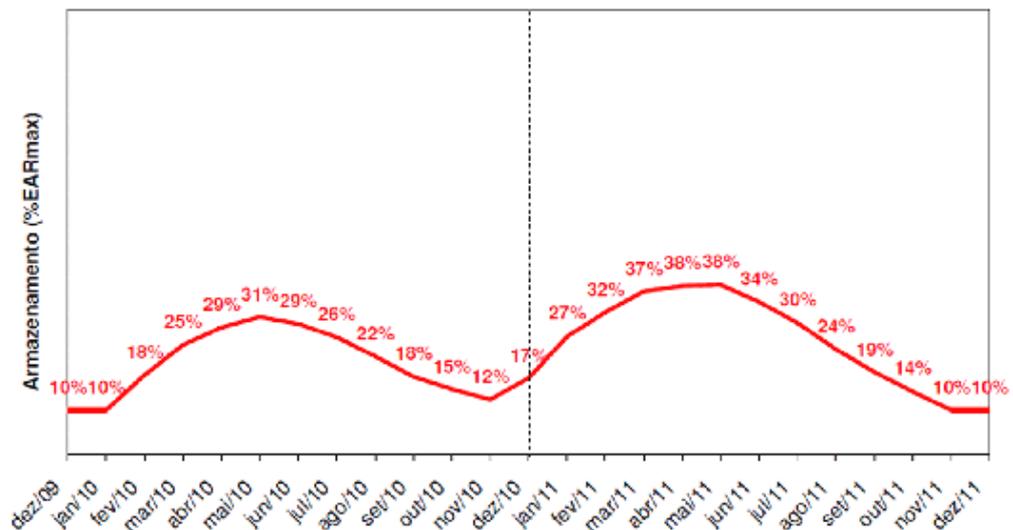


Figura 10 Curva de aversão ao risco do submercado SE/CO Fonte: (ONS, 2010)

4.4.12. Encargos de Serviço do Sistema

Dentre os processos que fazem parte da liquidação do mercado de curto prazo, realizada pela CCEE, está à parcela referente ao pagamento/recebimento de Encargos de Serviço do Sistema. Os ESS, expressos em R\$/MWh, correspondem aos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, não ressarcidos pelo PLD. Esse valor é pago por todos os agentes com medição de consumo registrada na CCEE, na proporção de seus respectivos consumos verificados.

Quando os ESS ocorrem por razões elétricas de um determinado submercado, os agentes com ativos de carga desse submercado é quem arcam com esta despesa. Diferentemente do despacho por razões energéticas (baixo nível dos reservatórios) onde os custos serão rateados por toda a carga do SIN. Normalmente estes encargos são pagos aos geradores térmicos quando, por solicitação do ONS, são despachados em desacordo com a programação pré-definida pelo próprio operador ou pela prestação de serviços de forma a garantir a qualidade e a segurança da energia gerada, podendo ocasionar:

- Recebimento de encargos por *constrained-off*: ocorre quando a usina térmica é programada por ordem de mérito e depois é solicitada a diminuir sua geração para atender a uma restrição de transmissão pelo ONS. A diferença entre a programação e sua efetiva geração é valorada pela diferença do PLD e o preço de despacho da térmica;
- Recebimento de encargos por *constrained-on*: ocorre quando a usina térmica não é programada por ordem de mérito, mas tem que gerar para atendimento a restrição de operação. A diferença entre a sua efetiva geração e a programação é valorada pela diferença do preço de despacho desta térmica e o PLD;
- Recebimento pela prestação de serviços auxiliares que contribuem para a confiabilidade do SIN, como a reserva de prontidão e a compensação síncrona, tendo uma valoração específica para cada caso, conforme legislação vigente.

Em tempos de baixas hidraulicidades e iminente crise energética o ONS, por decisão do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), pode solicitar o

despacho de usinas térmicas com preços superiores ao PLD praticado. A diferença entre o custo desta térmica e o PLD será paga via ESS, rateados com toda a carga do SIN (CCEE, 2009). A Tabela 11 apresenta os valores médios mensais do ESS por submercado para o ano de 2009:

Tabela 11 Valores médios mensais do ESS por submercado

Mês	ESS			
	Sudeste [R\$/MWh]	Sul [R\$/MWh]	Nordeste [R\$/MWh]	Norte [R\$/MWh]
jan/09	0,933997	2,831994	0,127255	0,174075
fev/09	0,190045	1,894775	0,951836	-
mar/09	-	-	-	-
abr/09	-	-	-	-
mai/09	0,233806	0,755730	0,023010	-
jun/09	0,099970	0,787573	0,054607	0,029368
jul/09	0,135360	0,414519	0,298475	0,004896
ago/09	0,359357	0,113159	0,717754	0,005179
set/09	0,071473	0,085235	1,016051	0,015216
out/09	0,056739	0,073588	0,131374	0,327475
nov/09	2,418860	0,113819	0,584087	0,315625
dez/09	2,467965	0,268205	0,436334	0,280038
Total 2009	0,603323	0,601988	0,362126	0,099089
Total 2008	0,222470	0,293661	0,068437	0,095134

Fonte: (CCEE,2009)

4.4.13. Perdas de energia

Diferentemente do ambiente cativo onde a energia é entregue no barramento de entrada das instalações do consumidor, no ambiente livre devem ser consideradas as perdas elétricas do sistema, pois a contabilização da energia de curto prazo ocorre sempre no centro de gravidade de cada submercado, local este onde é entregue a energia contratada. Porém se faz necessário levar o consumo verificado (carga) do barramento das instalações do consumidor até o respectivo centro de gravidade, que é o ponto virtual onde as perdas entre a geração e o consumo se igualam. Assim, a carga verificada deve ser acrescida entre 2 a 3% correspondente às perdas elétricas do barramento da instalação ao centro de gravidade do submercado correspondente. Na Tabela 12 são apresentados os fatores de perda entre junho de 2009 e junho de 2010.

Tabela 12 Fatores de perda média mensal

Mês/Ano	Fator de Perdas da Geração (%)	Fator de Perdas do Consumo (%)
jun/09	2,69%	2,83%
jul/09	2,30%	2,40%
ago/09	2,25%	2,34%
set/09	2,55%	2,67%
out/09	2,81%	2,95%
nov/09	2,33%	2,43%
dez/09	2,44%	2,54%
jan/10	2,47%	2,58%
fev/10	2,41%	2,52%
mar/10	2,32%	2,41%
abr/10	2,32%	2,42%
mai/10	2,26%	2,35%
jun/10	2,02%	2,09%

Fonte: (CCEE, 2010)

4.4.14. Procedimentos de Comercialização.

Os Procedimentos de Comercialização (PdCs) são um conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE e estão definidos conforme a estrutura da Cadeia de Valor da CCEE. Os procedimentos de comercialização estão divididos nos seguintes grupos:

- AG – Registro de Agentes
- PE – Estabelecimento de PLD
- CO – Registro de Contratos
- ME – Inserção de dados de Medição
- CZ – Processo de Contabilização
- DR – Divulgação de Resultados
- LF – Liquidação Financeira
- AM – Acompanhamento de Mercado
- AC – Administração de Contratos

4.4.15. Sistema de Medição e faturamento (SMF) dos consumidores livres

A adequação do Sistema de Medição e Faturamento (SMF) é obrigatoriamente de responsabilidade do consumidor livre, estando os requisitos mínimos necessários para esta adequação estabelecidos do módulo 12 do procedimento de rede do ONS (ONS, 2010).

Conforme Art.9 da Resolução 067 de 2004 a responsabilidade financeira pelo SMF é do consumidor, porém para os consumidores que se tornaram livres antes desta resolução a responsabilidade financeira é da distribuidora. Nesse sentido o que gerou dúvidas foi em relação a que data deve ser considerada: se a data que o consumidor efetivamente se tornou livre ou a data em que ele declarou à concessionária a intenção de se tornar livre. A resolução ANEEL Nº. 248, de 23 de janeiro de 2007, definem que a data a ser considerada é a de assinatura dos Contratos de Uso e de Conexão (ANEEL,2007).

Segue abaixo as responsabilidades do consumidor livre conforme submódulo:

- Arcar com as responsabilidades financeiras relacionadas aos processos de projeto, aquisição de equipamentos, instalação, operação, manutenção e comunicação do SMF;
- Fornecer ao agente responsável pelo SMF os dados solicitados sobre equipamentos e instalações da sua subestação, necessários para o projeto e instalação do SMF;
- Adquirir os equipamentos do SMF conforme especificação do projeto disponibilizado pelo agente conectado;
- Executar todas as atividades operacionais necessárias para possibilitar a montagem e os serviços do SMF;
- Liberar o acesso de pessoal, ou prepostos do agente responsável pelo SMF, durante a montagem de equipamentos de medição na subestação de sua propriedade e durante o comissionamento do SMF;
- Solicitar ao agente conectado, quando necessário, o acesso de seu pessoal ou prepostos às instalações pertencentes a esse agente, para acompanhamento da montagem ou do comissionamento do SMF;

- Estabelecer acordo com o agente conectado para definição das normas de segurança a serem seguidas quando da montagem de SMF nas instalações de sua propriedade;
- Acompanhar a montagem do SMF executada pelo agente responsável (opcional).
- Selar os pontos de lacre existentes no SMF (opcional).

No anexo I (Especificação Técnica das Medições para Faturamento) do Submódulo 12.2 está especificado o padrão do sistema de medição necessário para o ACL. Para os medidores de energia, os requisitos técnicos são (ONS,2010):

- Classe de exatidão (pertinentes às classe 0,2 conforme NBR 14519 ou às classes 0,2S conforme norma IEC-60687 e suas revisões para todos os sentidos de fluxo);
- Certificação;
- Grandezas a medir (energia ativa, reativa, demanda de forma bidirecional, com pelo menos 4 registros independentes, sendo que 2 para cada sentido de fluxo - 4 quadrantes)
- Memória de massa (memória interna para armazenar os registros por um período mínimo de 32 dias);
- Relógio e calendário interno;
- Preservação de registros;
- Leitura dos registros;
- Autodiagnose;
- Código de identificação (14 dígitos fornecidos pela CCEE);
- Qualidade de energia elétrica (QEE).

Em 2007 a ANEEL emitiu a resolução nº. 787, permitindo que consumidores com tensão de alimentação inferior a 44 kV utilizassem medidores com classe 0,5 (ou melhor) que naquele momento tornou-se atrativo para consumidores que já possuíam estes equipamentos em suas instalações e pleiteavam a migração para o ACL. Segue abaixo tabela dos medidores de energia elétrica que atendem os requisitos do anexo I e estão disponíveis do site da CCEE (ANEEL, 2007):

Tabela 13 Tabela de medidores que atendem o anexo I do submódulo 12.2 da ONS

Fabricante	Medidor / Modelo	Firmware
Electro Industries	Nexus / 1270	Aguardando informação do fabricante
Elo	ELO / 2180	não aplicável (**)
Itron	Q1000	2.XXy, 3.XXy, 4.XXy, 5.XXy (*)
	SL7000	3.XX, 4.XX, 5.XX (*)
Schneider Electric	ION / 7500	não aplicável (**)
	ION / 7550	não aplicável (**)
	ION / 7600	não aplicável (**)
	ION / 7650	não aplicável (**)
	ION / 8300	não aplicável (**)
	ION / 8400	não aplicável (**)
	ION / 8500	não aplicável (**)
	ION / 8600	não aplicável (**)
Saga 1000 / 1681	Landis & Gyr	7101 a 7110, 8110 e 8111
ZIV	5CTE-E5A-2F6402UC	4WF01031075
Schweitzer Engineering Laboratories	SEL / 734	não aplicável (**)

(*) - x = Caractere Numérico
y = Caractere Alfa (A a Z)

(**) - A versão do firmware dos medidores ION da Power e 2180 da ELO não interfere na leitura dos mesmos pela CCEE.

Fonte: (CCEE, 2010)

Por não se tratar do objetivo deste trabalho, não será discutida sobre as especificações dos transformadores de medição, cabeamento secundária, forma de coleta dos dados, comissionamento entre outros itens informados no procedimento de rede. Na tabela 14 é mostrado o custo médio por nível de tensão praticado no mercado para a adequação do SMF. Este custo engloba os serviços de visitas técnicas, levantamento em campo, projeto, execução do serviço, ensaios, instalação dos medidores, comissionamento e mão de obra. Segundo pesquisa realizada pelo mesmo autor os custos dos medidores podem variar entre R\$ 3.4000,00 à R\$ 11.500,00 a depender do fabricante (CAPETTA, 2009).

Tabela 14 Custo médio praticado no mercado para adequação do SMF

Nível de Tensão	15 kV	34,5 kV	69 kV	138 kV	Acima 230 kV
Custo (R\$)	50.000,00	70.000,00	90.000,00	250.000,00	320.000,00

Fonte: (CAPETTA, 2009)

5. METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE MIGRAÇÃO

No presente capítulo será definida a metodologia utilizada para analisar a viabilidade da mudança do ambiente de contratação regulado para o ambiente de contratação livre, inclusive a condição de consumidor especial. Conforme mencionado anteriormente essa metodologia será aplicada a uma empresa de médio consumo de energia elétrica do setor de química da região nordeste do país.

A metodologia será apresentada em duas partes: a primeira, considerando o consumidor no mercado cativo com a aplicação das tarifas de energia da distribuidora local e o tributo PIS/COFINS inserido. Na segunda parte será analisada o custo de mercado livre considerando o uso do sistema de distribuição, contrato de energia e os encargos do setor. Para a simulação em ambos os ambientes de contratação será utilizada a média da demanda (ponta e fora da ponta) e consumo ativo (ponta e fora da ponta) de hipotético consumidor em análise.

5.1. Consumidores Cativo

O consumidor cativo pagará pelo consumo de energia uma fatura emitida pela sua distribuidora. O hipotético consumidor cativo da simulação em questão, pertence ao grupo A3 e estrutura tarifária horo-sazonal azul, localizado na área de concessão da distribuidora COELBA. A Tabela 15 e as Figuras 11 e 12 representam as tarifas aplicadas por esta distribuidora publicada na Resolução Homologatória N°. 638 de 2008 até a tarifa aplicada em 2010 homologada pela Resolução N°. 971 da ANEEL.

Tabela 15 Tarifas aplicada no ACR pela COELBA

N°. Resolução		Demanda (R\$ /kW)		Consumo (R\$ / kWh)			
		T _{DPONTA}	T _{FDPONTA}	T _{PONTASECA}	T _{PONTAUMIDA}	T _{FPONTASECA}	T _{FPONTAUMIDA}
638	2008	31,49	6,59	190,62	171,74	116,29	105,34
806	2009	31,61	6,56	205,42	184,97	124,89	113,03
971	2010	35,09	7,17	203,7	184,45	127,86	116,67

Fonte: (ANEEL, 2010)

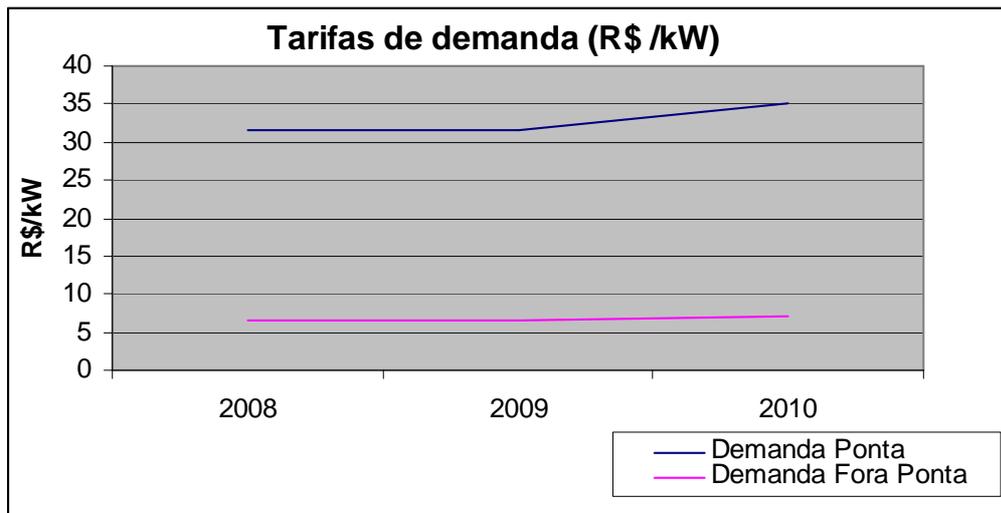


Figura 11 Gráfico das tarifas de demanda do consumidor em análise

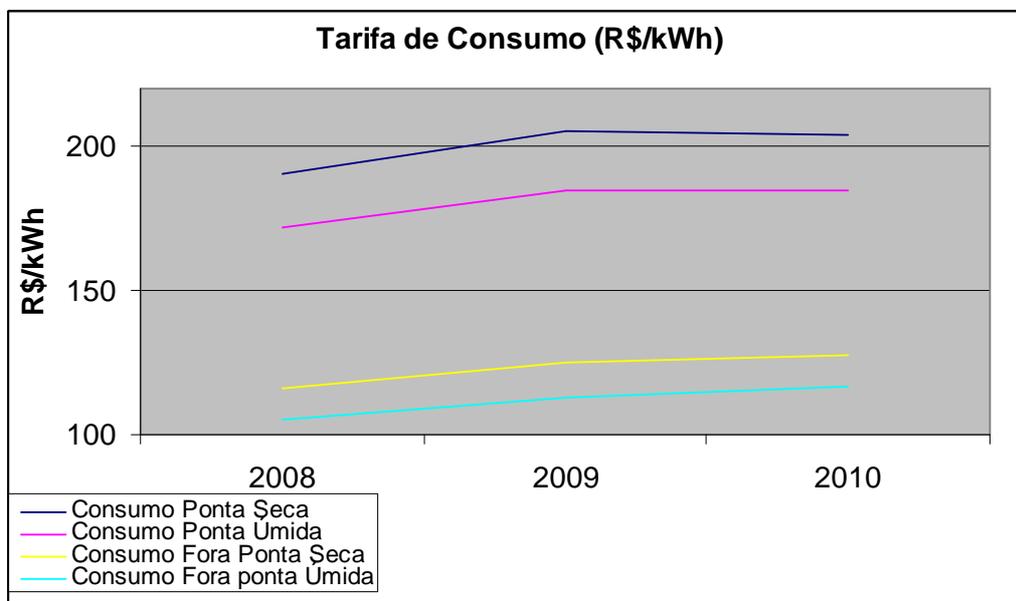


Figura 12 Gráfico das tarifas de consumo do consumidor em análise

As tarifas apresentadas não contemplam a incidência dos tributos, logo o preço final é calculado conforme equação 7.

$$PF = \frac{TARIFA}{1 - (ICMS\% + PIS / COFINS\%)} \quad (7)$$

Para a simulação do custo no Ambiente Cativo são necessários os seguintes dados:

- Demanda contratada na ponta e fora da ponta;
- Classe de consumo;

- Nome da distribuidora;
- Média de consumo anual;
- Estrutura tarifária;
- Fator de carga;
- Encargos.

Nessa metodologia, os custos do consumidor cativo serão divididos em:

- Custo de demanda na ponta;
- Custo de demanda fora da ponta;
- Custo de consumo na ponta;
- Custo de consumo fora da ponta;
- Custo relacionado com o PIS/COFINS (o ICMS não será analisado).

De acordo com a resolução Nº. 456 de novembro de 2000, o valor de referência para o fator de potência indutiva ou capacitiva das unidades consumidoras é de 0,92 sendo a demanda reativa e o consumo reativo são cobrados pela concessionária nos dois ambientes de contratação, porém nessa simulação, não será considerado estas duas parcelas, pois a unidade consumidora gerencia e controla o fator de potência.

No cálculo de custo para a demanda, como o período em análise é de doze meses, precisa-se multiplicar por doze o valor da mesma. Na estrutura horo-sazonal as tarifas são divididas em período seco e úmido, logo deve-se considerar a proporcionalidade para se obter um valor para a tarifa de energia. Desta forma o custo total no ambiente cativo é dado pela equação 8.

$$CUSTO_{CATIVO} = CUSTO_{DEMANDAP} + CUSTO_{DEMANDAFP} + CUSTO_{CONSUMOP} + CUSTO_{CONSUMOFP} + CUSTO_{PIS/COFINS} \quad (8)$$

As equações 9, 10, 11, 12 e 13 apresentam os termos que compõem o custo do ambiente cativo e são expressas conforme abaixo:

$$CUSTO_{DEMANDAP} = DEMANDA_P \times TD_P \times 12 \times 1000 \quad (9)$$

$$CUSTO_{DEMANDAFP} = DEMANDA_{FP} \times TD_{FP} \times 12 \times 1000 \quad (10)$$

$$CUSTO_{CONSUMOP} = CONSUMO_P \times ((T_{PSECA} \times 7) + (T_{PUMIDA} \times 5)) \times 1000 \quad (11)$$

$$CUSTO_{CONSUMOFP} = CONSUMO_{FP} \times ((T_{FPSECA} \times 7) + (T_{FPUMIDA} \times 5)) \times 1000 \quad (12)$$

$$CUSTO_{PIS/COFINS} = \frac{(CUSTO_{DEMANDAP} + CUSTO_{DEMANDAFP} + CUSTO_{CONSUMOP} + CUSTO_{CONSUMOFP})}{(1 - ICMS\% - PIS/COFINS\%) \times PIS/COFINS} \quad (13)$$

Onde:

- $CUSTO_{DEMANDAP}$ é o custo anual, sendo a demanda na ponta expressa em MW e a tarifa em R\$/kW;
- $CUSTO_{DEMANDAFP}$ é o custo anual, sendo a demanda fora da ponta expressa em MW e a tarifa em R\$/kW;
- $CUSTO_{CONSUMOP}$ é o custo anual, sendo o consumo na ponta expressa em kWh e a tarifa em R\$/kWh;
- $CUSTO_{CONSUMOFP}$ é o custo anual, sendo o consumo na ponta expressa em kWh e a tarifa em R\$/kWh;
- $CUSTO_{PIS/COFINS}$ é o custo anual do tributo PIS/COFINS.

5.2. Consumidor Livre

O consumidor livre terá o custo da energia consumida dividido em custo de energia, custo com o uso do sistema de distribuição e o custo com os encargos de serviço do sistema. Para a simulação do custo no ambiente livre são necessários os seguintes dados:

- Demanda contratada na ponta e fora da ponta;
- Classe de consumo;
- Nome da distribuidora;
- Média de consumo anual;
- Estrutura tarifária;
- Fator de carga;
- Valor do ESS;
- % de perda na rede básica.

O custo total neste ambiente é expresso pela Equação 14:

$$CUSTO_{LIVRE} = CUSTO_{ENERGIA} + CUSTO_{TUSD} + CUSTO_{ESS} + CUSTO_{PIS/COFINS} \quad (14)$$

Onde:

- $CUSTO_{ENERGIA}$ é o custo anual da energia consumida é será paga vendedor que poderá ser um gerador, um PIE, um autoprodutor ou uma comercializadora;
- $CUSTO_{TUSD}$ é o custo anual da referente à TUSD;
- $CUSTO_{ESS}$ é o custo anual da referente ao ESS;
- $CUSTO_{PIS/COFINS}$ é o custo anual do tributo PIS/COFINS.

As equações 15 e 16 expressam o custo da energia no ACL e custo do uso do sistema de distribuição.

$$CUSTO_{ENERGIA} = ((CONSUMO_P + CONSUMO_{FP}) \times PERDA_{RB} \times 12) \times VALOR_{ENERGIA} \quad (15)$$

$$CUSTO_{TUSD} = CUSTO_{DEMANDATUSD} + CUSTO_{ENCARGOSTUSD} \quad (16)$$

As equações 17, 18,19 e 20 expressam o custo da TUSD referente à demanda, o custo da TUSD referente aos encargos, o custo dos encargos de serviços de sistema o custo do PIS/COFINS.

$$CUSTO_{DEMANDATUSD} = (DEMANDA_P \times TUSD_P + DEMANDA_{FP} \times TUSD_{FP}) \times 12 \times 1000 \quad (17)$$

$$CUSTO_{ENCARGOSTUSD} = ((CONSUMO_P \times TUSD_{ENCARGOSP}) + (CONSUMO_{FP} \times TUSD_{ENCARGOFP})) \times 12 \quad (18)$$

$$CUSTO_{ESS} = (CONSUMO_P + CONSUMO_{FP}) \times PERDA_{RB} \times VALOR_{ESS} \times 12 \quad (19)$$

$$CUSTO_{PIS/COFINS} = \frac{(CUSTO_{DEMANDATUSD} + CUSTO_{ENCARGOSTUSD})}{(1 - ICMS\% - PIS/COFINS\%) \times PIS/COFINS} \quad (20)$$

Onde:

- $TUSD_P$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição para a demanda na ponta e é expressa em R\$/kW;

- $TUSD_{FP}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição para a demanda fora da ponta e é expressa em R\$/kW;
- $TUSD_{ENCARGOSP}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição para os encargos de energia na ponta e é expressa em R\$/MWh;
- $TUSD_{ENCARGOSFP}$ é a tarifa de uso do sistema de distribuição para os encargos de energia fora da ponta e é expressa em R\$/MWh;
- $PERDA_{RB}$ é a perda de energia na rede básica.

A Tabela 16 e as Figuras 13 e 14 representam a TUSD aplicada pela distribuidora COELBA desde a Resolução Homologatória Nº. 638 de 2008 até a tarifa aplicada em 2010 homologada pela Resolução Nº. 971 da ANEEL:

Tabela 16 Tarifas TUSD aplicada pela COELBA entre 2008 e 2010

Nº. Resolução		TUSD Demanda - R\$/kW		TUSD Encargos - R\$/MWh	
		$TUSD_P$	$TUSD_{FP}$	$TUSD_{EP}$	$TUSD_{EFP}$
638	2008	30,95	6,48	13,32	13,32
806	2009	31,52	6,54	13,56	13,56
971	2010	35,09	7,17	23,01	23,01

Fonte: (COELBA,2010)

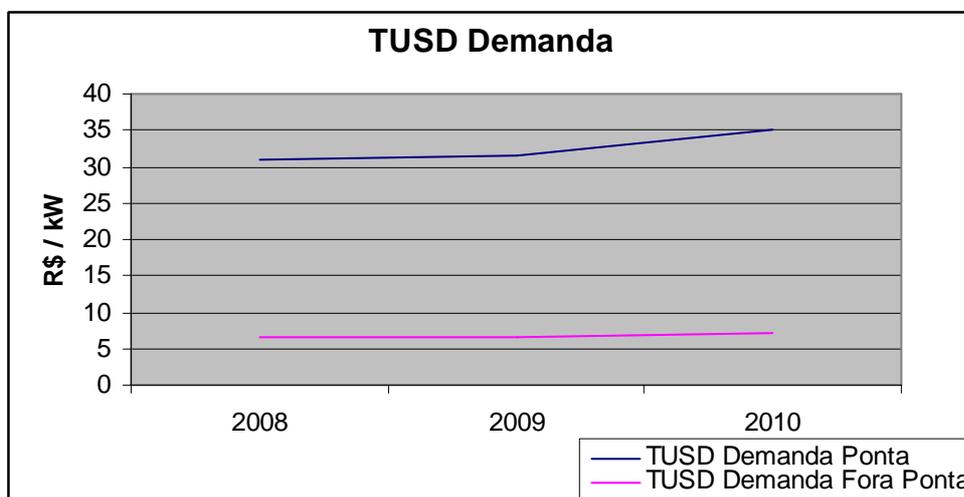


Figura 13 Gráfico da TUSD Demanda do grupo A3 da COELBA entre os anos 2008 e 2010

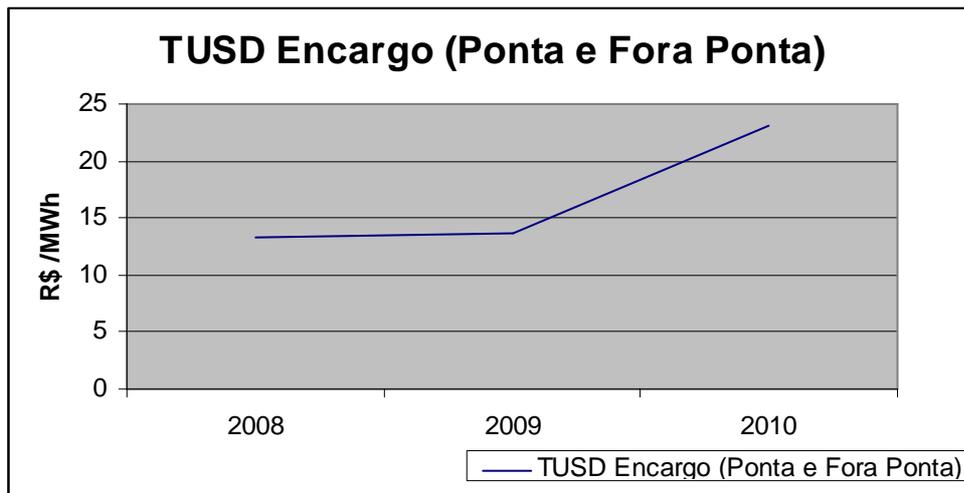


Figura 14 Gráfico da TUSD Encargo do grupo A3 da COELBA entre os anos 2008 e 2010

Adicionalmente o presente trabalho analisou a condição de consumidor especial, e para tanto foi considerado os valores de tarifas apresentados na Tabela 17.

Tabela 17 Tarifas TUSD com desconto de 50 e 100% aplicada pela COELBA entre 2008 e 2010

Nº. Resolução		TUSD 50% Desconto - R\$/kW		TUSD 100% Desconto - R\$/kW	
		TUSD _P	TUSD _{FP}	TUSD _P	TUSD _{FP}
638	2008	16,17	3,39	1,4	0,29
806	2009	16,5	3,42	1,43	0,3
971	2010	18,2	3,72	1,37	0,28

Fonte: (ANEEL, 2010)

6. APLICAÇÃO DA METODOLOGIA PARA ANÁLISE DE MIGRAÇÃO

O presente capítulo apresenta os resultados obtidos das simulações relacionadas ao custo de energia elétrica para um hipotético consumidor, considerando a contratação de energia no ambiente regulado, no ambiente livre com a energia proveniente de uma fonte convencional e no ambiente livre com a energia proveniente de fontes incentivadas. Os dados para análise do consumidor são:

Classe : Industrial

Distribuidora: COELBA

Subgrupo tarifário: A3 - Horo-Sazonal Azul

Demanda Contratada na Ponta - 1.200 kW

Demanda Contratada Fora da Ponta - 4.800 kW

Data de Conexão – Antes de 1995

Fator de Carga na Ponta = 0,809

Fator de Carga Fora da Ponta = 0,397

PIS/COFINS = 9,24%

ICMS = 27%

A Tabela 17 mostra o perfil de consumo desta unidade, sendo que o período de análise foi de abril de 2008 até julho de 2010.

Tabela 18 Dados de medição do consumidor em análise

Dados Medição para faturamento											
Mês	Demanda Ponta kW	Demanda Fora Ponta kW	Consumo Ponta kWh	Consumo Fora Ponta kWh	Fator Carga Ponta	Fator Carga Fora Ponta	Consumo Total (Ponta + Fora Ponta)	ΔC_p % (mês x média)	ΔC_{fp} % (mês x média)	ΔC (mês x média)	ΔC % (mês x média)
jul/10	1200	4922,4	64.433,25	1.221.990	0,86	0,38	1.286.423,25	7,47%	-2,75%	-30.079	-2,28%
jun/10	1200	4800	56.062,65	1.445.535	0,75	0,42	1.501.597,65	-6,49%	15,04%	185.095	14,06%
mai/10	1200	4926,6	62.594,00	1.384.005	0,88	0,44	1.446.599,00	4,41%	10,14%	130.097	9,88%
abr/10	1251,6	4800	60.470,55	1.215.585	0,81	0,42	1.276.055,55	0,86%	-3,26%	-40.447	-3,07%
mar/10	1239	5019	73.096,80	1.767.465	0,85	0,38	1.840.561,80	21,92%	40,66%	524.059	39,81%
fev/10	1200	4813,2	57.801,45	1.120.245	0,85	0,38	1.178.046,45	-3,59%	-10,85%	-138.456	-10,52%
jan/10	1200	4800	57.294,30	902.475	0,77	0,32	959.769,30	-4,43%	-28,18%	-356.733	-27,10%
dez/09	1200	4800	48.589,80	660.345	0,68	0,21	708.934,80	-18,95%	-47,45%	-607.568	-46,15%
nov/09	1200	4935	58.015,65	1.327.830	0,84	0,42	1.385.845,65	-3,23%	5,67%	69.343	5,27%
out/09	1200	4800	63.200,55	1.311.975	0,84	0,42	1.375.175,55	5,42%	4,41%	58.673	4,46%
set/09	1200	4800	63.233,10	1.050.840	0,86	0,3	1.114.073,10	5,47%	-16,37%	-202.429	-15,38%
ago/09	1200	4800	62.346,90	941.220	0,84	0,32	1.003.566,90	3,99%	-25,08%	-312.935	-23,77%
jul/09	1200	4800	64.393,35	1.030.575	0,88	0,35	1.094.968,35	7,41%	-17,98%	-221.534	-16,83%
jun/09	1230,6	4977	57.277,50	953.610	0,74	0,27	1.010.887,50	-4,46%	-24,11%	-305.615	-23,21%
mai/09	1255,8	4800	50.317,05	1.013.565	0,67	0,35	1.063.882,05	-16,07%	-19,34%	-252.620	-19,19%
abr/09	1230,6	4918,2	56.245,35	1.117.620	0,76	0,34	1.173.865,35	-6,18%	-11,06%	-142.637	-10,83%
mar/09	1200	4800	59.388,00	1.331.295	0,81	0,4	1.390.683,00	-0,94%	5,95%	74.181	5,63%
fev/09	1200	4876,2	48.526,80	1.213.275	0,72	0,4	1.261.801,80	-19,06%	-3,44%	-54.701	-4,15%
jan/09	1218	4800	60.599,70	1.261.680	0,75	0,39	1.322.279,70	1,06%	0,41%	5.777	0,44%
dez/08	1209,6	4800	46.613,70	540.225	0,61	0,35	586.838,70	-22,25%	-57,01%	-729.664	-55,42%
nov/08	1200	4872	60.073,65	1.453.095	0,85	0,49	1.513.168,65	0,20%	15,64%	196.666	14,94%
out/08	1180,2	4842,6	69.756,75	1.724.520	0,86	0,52	1.794.276,75	16,35%	37,24%	477.774	36,29%
set/08	1155	4500	64.948,80	1.113.525	0,86	0,36	1.178.473,80	8,33%	-11,36%	-138.029	-10,48%
ago/08	1142,4	4754,4	60.828,60	1.439.970	0,85	0,48	1.500.798,60	1,46%	14,60%	184.296	14,00%
jul/08	1200	4500	66.600,70	1.634.745	0,86	0,46	1.703.345,70	14,43%	30,10%	386.843	29,38%
jun/08	1200	4500	62.052,90	1.610.175	0,86	0,52	1.672.227,90	3,50%	28,14%	355.726	27,02%
mai/08	1200	4960,2	60.843,30	1.704.255	0,87	0,53	1.765.098,30	1,49%	35,63%	448.596	34,07%
abr/08	1200	5073,6	61.060,65	1.691.760	0,86	0,49	1.752.820,65	1,85%	34,64%	436.318	33,14%
Média	1.204	4.821	59.952	1.256.550	0,809	0,397	1.316.502				

Com base nos dados apresentados na Tabela 18 a média do valor obtido (demanda e consumo) e a ser utilizado no estudo foi: consumo anual na Ponta: 59.952 kWh, consumo anual fora da ponta 1.256.550 kWh, a demanda da ponta 1.204 kW e a demanda fora da ponta 4.821 kW.

A partir desses dados é possível observa que durante o ano podem ocorrer significativas variações do consumo nos dois postos tarifários em relação ao valor médio, chegando até uma variação negativa de 22,25% na ponta e 57,01% fora da ponta. A figura 15 mostra o comportamento do consumo ativo total durante o período em análise.

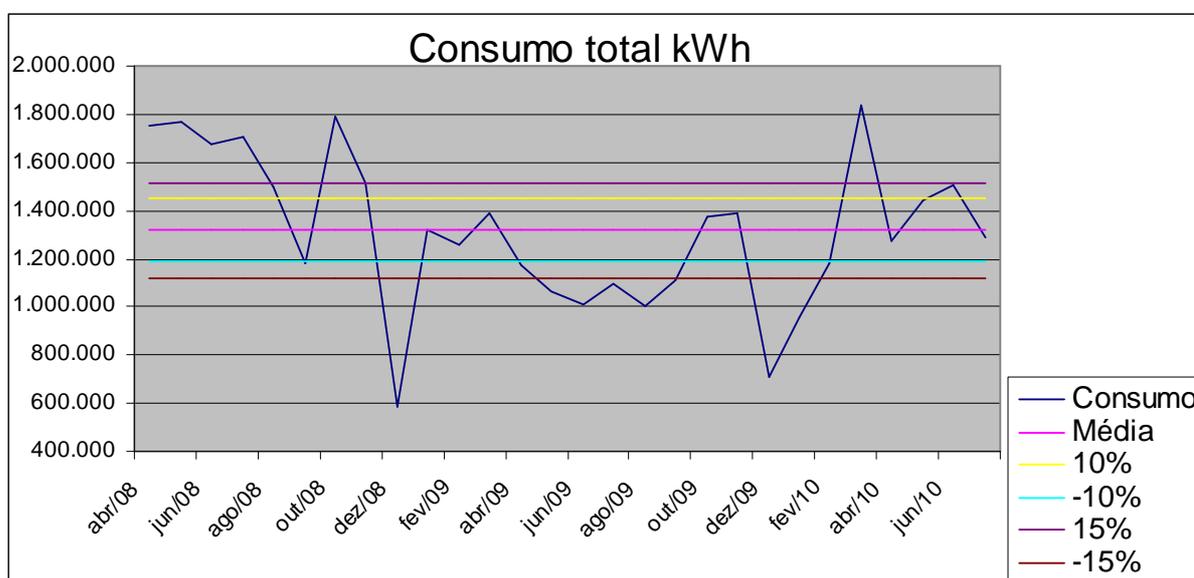


Figura 15 Gráfico do histórico de consumo mensal do consumidor em análise

A partir da Figura 15 nota-se que mesmo considerando uma variação máxima de 15% no consumo, durante uma boa parte do ano o mesmo não atinge esse limite ocorrendo dezembro.

A Figura 16 apresenta o comportamento diário típico desta unidade consumidora, sendo o fator de modulação IM = 75%.

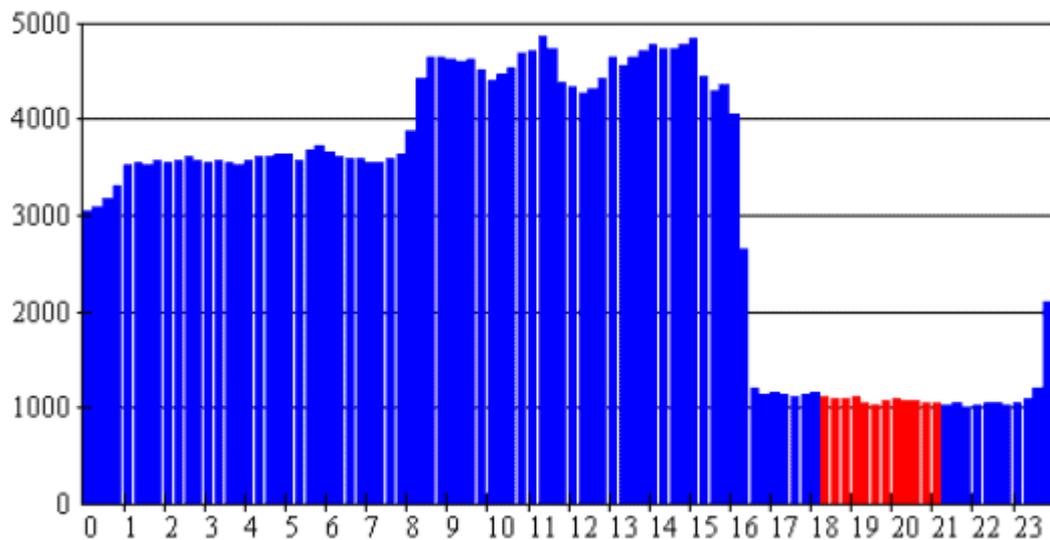


Figura 16 Gráfico do perfil de consumo diário do consumidor em análise

6.1. Simulação Custo Anual para o Consumidor Cativo

A partir das tarifas da concessionária apresentadas anteriormente as expressões relacionadas ao ambiente cativo já mencionadas tem-se as tarifas médias nos postos tarifários ponta e fora da ponta e podem ser calculadas pelas equações 21 e 22.

$$TM_{EP} = \frac{((T_{PSECA} \times 7) + (T_{PUMIDA} \times 5))}{12} \quad (21)$$

$$TM_{EFP} = \frac{((TF_{PSECA} \times 7) + (TF_{PUMIDA} \times 5))}{12} \quad (22)$$

Onde:

- TM_{EP} é a tarifa média de energia na ponta
- TM_{EFP} é a tarifa média de energia fora da ponta

Assim:

$$TM_{EP} = \frac{((203,7 \times 7) + (184,45 \times 5))}{12} = R\$195,68 / MWh$$

$$TM_{EFP} = \frac{((127,86 \times 7) + (116,67 \times 5))}{12} = R\$123,20 / MWh$$

Dessa forma, a Tabela 19 apresenta o custo anual no ambiente cativo.

Tabela 19 Custo anual do consumidor em análise no ACR para a simulação do perfil de consumo atual

CUSTO ANUAL CATIVO					
	Qtd.	Tarifa	Meses	Total	% parcela x total
CUSTO DEMANDA _P (kW)	1.204	35,09	12	506.980,32	15%
CUSTO DEMANDA _{FP} (kW)	4.821	7,17	12	414.798,84	12%
CUSTO CONSUMO _P (MWh)	59,952	195,68	12	140.776,29	4%
CUSTO CONSUMO _{FP} (MWh)	1.256,550	123,20	12	1.857.645,82	56%
CUSTO PIS/COFINS		9,24%		423.191,03	13%
CUSTO _{CATIVO}				3.343.392,30	100%
			Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	211,63	

Assim o custo anual desse consumidor no ambiente cativo sem a incidência dos impostos ICMS é de R\$ 3.343.392,30 sendo a maior parcela (56%) referente ao consumo ativo fora da ponta. A tarifa média de R\$ 211,63/MWh foi calculada dividindo-se o custo total pelo consumo na ponta e fora da ponta.

6.2. Simulação Custo Anual Consumidor livre com contrato de energia de fonte convencional.

Para o ambiente de contratação livre, foram simulados o custo a TUSD referente à demanda na ponta e fora da ponta, o custo com a TUSD encargos na ponta e fora da ponta, o custo da energia considerando-se as perdas na Rede Básica (o valor a ser considerado será 3% de perda) e o custo do ESS. Assim como no ambiente cativo, no ambiente livre não foram considerados a tributação de ICMS.

O preço médio atualmente aplicado para um contrato de compra de energia de fonte convencional é de R\$ 160,00. Para o cálculo do custo associado ao ESS, foi utilizado a média desse valor em 2009, para o submercado do sudeste que foi de 0,60 R\$ /MWh. Dessa forma o custo referente a cada parcela, pode ser calculado por:

$$CUSTO_{ENERGIA} = ((CONSUMO_P + CONSUMO_{FP}) \times PERDA_{RB} \times 12) \times VALOR_{ENERGIA}$$

$$CUSTO_{ENERGIA} = ((59,952 + 1.256,550) \times 1,03 \times 12) \times 135 = R\$2.196.715,24$$

$$CUSTO_{TUSD} = CUSTO_{DEMANDATUSD} + CUSTO_{ENCARGOTUSD}$$

$$CUSTO_{DEMANDATUSD} = (DEMANDA_P \times TUSD_P + DEMANDA_{FP} \times TUSD_{FP}) \times 12 \times 1000$$

$$CUSTO_{DEMANDATUSD} = ((1,204 \times 35,09) + (4,821 \times 7,17)) \times 12 \times 1000 = R\$921.779,16$$

$$CUSTO_{ENCARGOSTUSD} = ((CONSUMO_P \times TUSD_{ENCARGOSP}) + (CONSUMO_{FP} \times TUSD_{ENCARGOSFP})) \times 12$$

$$CUSTO_{ENCARGOSTUSD} = ((59,952 \times 23,01) + (1.256,550 \times 23,01)) \times 12 = R\$336.512,53$$

$$CUSTO_{ESS} = (CONSUMO_P + CONSUMO_{FP}) \times PERDA_{RB} \times VALOR_{ESS} \times 12$$

$$CUSTO_{ESS} = (1.316,502) \times 1,03 \times 0,60 \times 12 = R\$9.763,18$$

Dessa forma tem-se o custo anual apresentado na Tabela 20.

Tabela 20 Custo anual do consumidor em análise no ACL (Fonte Convencional) para a simulação do perfil de consumo atual

CUSTO ANUAL LIVRE CONVENCIONAL							
	Qtd.		Tarifa ou Preço		Meses	Total	% parcela x total
CUSTO ENERGIA (MWh)	1316,502		135,00		12	2.198.715,24	60%
CUSTO DEMANDA USD (kW)	1204	4821	35,09	7,17	12	921.779,16	25%
CUSTO ENCARGO USD (MWh)	59,952	1256,55	23,01	23,01	12	363.512,53	10%
CUSTO ESS (MWh)	1316,502		0,60		12	9.763,18	0,3%
CUSTO PIS/COFINS			9,24%			188.282,47	5,1%
CUSTO LIVRE						3.678.032,58	100%
					Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	232,82	
					Preço de Indiferença (R\$/MWh)	114,43	

Conforme Tabela 20 o custo anual desse consumidor no ambiente livre (Convencional) sem a incidência dos impostos de ICMS é de R\$ 3.678.032,58, sendo a maior parcela (60%) referente ao custo da energia a ser contratada através de um CCEI. A tarifa média de R\$ 232,82/MWh foi calculada dividindo-se o custo total pelo consumo na ponta e fora da ponta. Para se determinar o preço da indiferença, basta encontrar qual deve ser o preço da energia livre de forma que a fatura de energia do consumidor livre tenha a mesma tarifa média deste consumidor no ambiente cativo e conseqüentemente o mesmo custo anual.

Para este exemplo o preço de indiferença é de R\$ 114,43/MWh, ou seja para valores de energia acima deste patamar é vantajoso o consumidor permanecer no mercado cativo, e para valor abaixo deste patamar, a migração é vantajoso. Como neste caso o preço da energia utilizado é maior que o preço de indiferença, não há vantagem na migração ao ACL.

A metodologia utilizada neste trabalho é a de analisar a viabilidade de migração ao ACL considerando-se apenas o perfil de consumo utilizando um valor fixo do preço de energia (convencional, incentivado 50% e incentivado 100%), porém como se trata de um mercado livre, caso este consumidor encontre algum fornecedor com

preço de energia inferior ao preço de indiferença, a migração poderá se tornar vantajosa independentemente do perfil de consumo, entretanto em ambos os casos a migração deve ser cuidadosamente estudada.

6.3. Simulação Custo Anual Consumidor livre com contrato de energia de fonte incentivada de 50%

Para o ambiente de contratação livre com contrato de energia elétrica de fontes incentivadas de 50% foram simulados o custo a TUSD referente à demanda na ponta e fora da ponta, o custo com a TUSD encargos na ponta e fora da ponta, o custo da energia considerando-se as perdas na Rede Básica (o valor a ser considerado será 3% de perda) e o custo do ESS. Assim como no ambiente cativo, no ambiente livre não foram considerados a tributação de ICMS.

O preço médio atualmente aplicado para um contrato de compra de energia de fonte convencional é de R\$ 160,00. Para o cálculo do custo associado ao ESS, foi utilizada a média deste valor em 2009, para o submercado do sudeste que foi de 0,60 R\$ /MWh. Sendo assim o custo referente a cada parcela, pode ser calculado por:

$$CUSTO_{ENERGIA} = ((CONSUMO_p + CONSUMO_{FP}) \times PERDA_{RB} \times 12) \times VALOR_{ENERGIA}$$

$$CUSTO_{ENERGIA} = ((59,952 + 1.256,550) \times 1,03 \times 12) \times 160 = R\$2.603.514,36$$

$$CUSTO_{DEMANDATUSD} = ((DEMANDA_p \times TUSD_p) + (DEMANDA_{FP} \times TUSD_{FP})) \times 12 \times 1000$$

$$CUSTO_{DEMANDATUSD} = ((1,204 \times 18,2) + (4,821 \times 3,72)) \times 12 \times 1000 = R\$478.163,04$$

As parcelas $CUSTO_{ENCARGOSTUSD}$ e $CUSTO_{ESS}$ permanecem iguais ao ambiente livre com e energia proveniente de fonte convencional, desta forma têm-se na Tabela 21 os resultados obtidos para essa simulação.

Tabela 21 Custo anual do consumidor em análise no ACL (Fonte incentivada 50% TUSD) para a simulação do perfil de consumo atual

CUSTO ANUAL LIVRE INCENTIVADA 50% TUSD							
	Qty.		Tarifa ou Preço		Meses	Total	% parcela x total
CUSTO ENERGIA (MWh)	1316,502		160,00		12	2.603.514,36	73%
CUSTO DEMANDA TUSD (kW)	1204	4821	18,20	3,72	12	478.163,04	13%
CUSTO ENCARGO TUSD (MWh)	59,962	1256,55	23,01	23,01	12	363.512,53	10%
CUSTO ESS (MWh)	1316,502		0,60		12	9.763,18	0,3%
CUSTO PIS/COFINS			9,24%			121.974,31	3,4%
CUSTO LIVRE						3.576.927,42	100%
					Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	226,42	
					Preço de Indiferença (R\$/MWh)	145,65	

Assim o custo anual desse consumidor no ambiente livre (Incentivado) sem a incidência dos impostos de ICMS é de R\$ 3.576.927,31. E conforme já esperado a maior parcela (73%) refere-se ao custo da energia a ser contratada através de um CCEI.

A tarifa média de R\$ 226,42/MWh foi calculada dividindo-se o custo total pelo consumo na ponta e fora da ponta. Para se determinar o preço da indiferença, basta encontrar qual deve ser o preço da energia livre de forma que a fatura de energia do consumidor livre tenha a mesma tarifa média deste consumidor no ambiente cativo e conseqüentemente o mesmo custo anual.

Para este exemplo o preço de indiferença é de R\$ 145,65/MWh, ou seja para valores de energia acima deste patamar é vantajoso o consumidor permanecer no mercado cativo, e para valor abaixo deste patamar, a migração é vantajoso. Como neste caso o preço da energia utilizado é maior que o preço de indiferença, não há vantagem na migração ao ACL.

A metodologia utilizada neste trabalho é a de analisar a viabilidade de migração ao ACL considerando-se apenas o perfil de consumo utilizando um valor fixo do preço de energia (convencional, incentivado 50% e incentivado 100%), porém como se trata de um mercado livre, caso este consumidor encontre algum fornecedor com preço de energia inferior ao preço de indiferença, a migração poderá se tornar vantajosa independentemente do perfil de consumo, entretanto em ambos os casos a migração deve ser cuidadosamente estudada.

6.4. Simulação Custo Anual Consumidor livre com contrato de energia de fonte incentivada de 100%

Para o ambiente de contratação livre com contrato de energia elétrica de fontes incentivadas de 100%, foram simulados o custo a TUSD referente à demanda na ponta e fora da ponta, o custo com a TUSD encargos na ponta e fora da ponta, o custo da energia considerando-se as perdas na Rede Básica (o valor a ser considerado será 3% de perda) e o custo do ESS. Assim como no ambiente cativo, no ambiente livre não foram considerados a tributação de ICMS.

O preço médio atualmente aplicado para um contrato de compra de energia de fonte convencional é de R\$ 200,00. Para o cálculo do custo associado ao ESS, foi utilizado a média deste valor em 2009, para o submercado do sudeste que foi de 0,60 R\$ /MWh. Sendo assim o custo referente a cada parcela, pode ser calculado conforme abaixo:

$$CUSTO_{ENERGIA} = ((CONSUMO_p + CONSUMO_{FP}) \times PERDA_{RB} \times 12) \times VALOR_{ENERGIA}$$

$$CUSTO_{ENERGIA} = ((59,952 + 1.256,550) \times 1,03 \times 12) \times 200 = R\$3.254.392,94$$

$$CUSTO_{DEMANDATUSD} = ((DEMANDA_p \times TUSD_p) + (DEMANDA_{FP} \times TUSD_{FP})) \times 12 \times 1000$$

$$CUSTO_{DEMANDATUSD} = ((1,204 \times 1,37) + (4,821 \times 0,28)) \times 12 \times 1000 = R\$35.995,32$$

As parcelas CUSTO_{ENCARGOSTUSD} e CUSTO_{ESS} permanecem iguais ao ambiente livre proveniente de fonte convencional, desta forma têm-se na Tabela 22 os resultados obtidos para essa simulação.

Tabela 22 Custo anual do consumidor em análise no ACL (Fonte incentiva 100% TUSD) para a simulação do perfil de consumo atual

CUSTO ANUAL LIVRE INCENTIVADA 100% TUSD							
	Qtd.		Tarifa ou Preço		Meses	Total	% parcela x total
CUSTO _{ENERGIA} (MWh)	1316,502		200,00		12	3.254.392,94	87%
CUSTO _{DEMANDATUSD} (kW)	1204	4821	1,37	0,28	12	35.992,32	1%
CUSTO _{ENCARGOSTUSD} (MWh)	59,952	1256,55	23,01	23,01	12	363.512,53	10%
CUSTO _{ESS} (MWh)	1316,502		0,60		12	9.763,18	0,3%
CUSTO PIS/COFINS			9,24%			57.895,62	1,6%
CUSTO _{LIVRE}						3.721.556,60	100%
					Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	235,57	
					Preço de Indiferença (R\$/MWh)	176,76	

Assim o custo anual desse consumidor no ambiente livre (Incentivado) sem a incidência dos impostos de ICMS é de R\$ 3.454.953,11. E conforme já esperado a maior parcela (87%) referente ao custo da energia a ser contratada através de um CCEI. É interessante verificar que a parcela a Demanda da TUSD muito pequena, podendo ser comparada ao custo com o ESS, o que nota o incentivo do governo a aquisição de energia geradas a partir de fontes alternativas. A tarifa média de R\$ 235,57/MWh foi calculada dividindo-se o custo total pelo consumo na ponta e fora da ponta. Para se determinar o preço da indiferença, basta encontrar qual deve ser o preço da energia livre de forma que a fatura de energia do consumidor livre tenha a mesma tarifa média deste consumidor no ambiente cativo e conseqüentemente o mesmo custo anual. Para este exemplo o preço de indiferença é de R\$ 176,76/MWh, ou seja para valores de energia acima deste patamar é vantajoso o consumidor permanecer no mercado cativo, e para valor abaixo deste patamar, a migração é vantajoso. Como neste caso o preço da energia utilizado é maior que o preço de indiferença, não há vantagem na migração ao ACL.

A metodologia utilizada neste trabalho é a de analisar a viabilidade de migração ao ACL considerando-se apenas o perfil de consumo utilizando um valor fixo do preço de energia (convencional, incentivado 50% e incentivado 100%), porém como se trata de um mercado livre, caso este consumidor encontre algum fornecedor com preço de energia inferior ao preço de indiferença, a migração poderá se tornar vantajosa independentemente do perfil de consumo, entretanto em ambos os casos a migração deve ser cuidadosamente estudada.

6.5. Comparação dos Ambientes simulados

Concluídas as simulações das contratações de energia nos ambiente regulado e livre é apresentada Tabela 22 contendo um resumo dos valores obtidos nas simulações.

Tabela 23 Comparação entre os ambientes de contratação na simulação no perfil de consumo atual

	Comparação Entre Ambientes			
	Cativo	Livre		
		Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
Custo Demanda	R\$ 921.779,16	-	-	-
Custo Consumo	R\$ 1.998.422,11	-	-	-
CUSTO ENERGIA	-	R\$ 2.198.715,24	R\$ 2.603.514,36	R\$ 3.254.392,94
CUSTO _{TUSD}	-	R\$ 1.285.291,69	R\$ 841.675,57	R\$ 399.504,85
CUSTO _{ISS}	-	R\$ 9.783,18	R\$ 9.783,18	R\$ 9.783,18
CUSTO PIS/COFINS	R\$ 423.191,03	R\$ 186.262,47	R\$ 121.974,31	R\$ 57.895,62
Custo Total	R\$ 3.343.392,30	R\$ 3.678.032,58	R\$ 3.576.927,42	R\$ 3.721.566,60
Economia (R\$)	-	-R\$ 334.640,28	-R\$ 233.535,12	-R\$ 378.164,30
Economia (%)	-	-10,01%	-6,98%	-11,31%

Observando a Tabela 23, verifica-se que considerando as premissas da metodologia não existe vantagem financeira em uma migração para o ACL e que uma migração poderia gerar um prejuízo anual de até R\$ 378.164,30. Considerando também que seria necessário a adequação do sistema de medição de faturamento (SMF) e que conforme mencionando anteriormente, este custo para o grupo A3 pode chegar à R\$ 101.500,00, o prejuízo em uma possível mudança de ambiente seria ainda pior.

Conforme a Figura 15 que apresenta o consumo total da unidade consumidora em análise, verifica-se que caso esse consumidor mantenha o perfil de consumo (mesmo com uma flexibilização de 15% do consumo) e resolva realizar a migração para o ACL, o mesmo provavelmente ficaria diversos meses exposto ao mercado de curto prazo. Na tabela abaixo é mostrado o resumo das tarifas médias e os preços de indiferenças para esta simulação.

Tabela 24 Comparação entre a tarifa média e o preço da indiferença na simulação no perfil de consumo atual

	Tarifa média x Preço de indiferença			
	Cativo	Livre		
		Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
Tarifa Média (R\$/MWh)	211,63	232,82	226,42	235,57
Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	-	114,43	145,66	176,76

Analogamente a estas análises, levantou-se o custo anual do ambiente cativo e ambiente livre para o mesmo consumidor em outras 14 distribuidoras, analisando a situação caso este hipotético consumidor estivesse na área de concessão de uma das 14 distribuidoras. Na Tabela 25 é apresentado o resumo destes custos e percentual de economia em cada distribuidora:

Tabela 25 Resumo dos percentuais de economia em relação ao ACR para todas as distribuidoras analisadas na simulação com perfil de consumo atual

	Livre		
	Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
COELBA	-10,01%	-6,98%	-11,31%
CO SERN	-7,81%	-9,08%	-18,10%
CEMIG	-3,32%	1,88%	0,08%
ENF	-11,86%	-4,09%	-2,74%
ENERSUL	-4,07%	-6,56%	-16,33%
AES SUL	-13,98%	-13,82%	-21,18%
CEMAT	20,20%	5,72%	-4,39%
CPFL P	0,06%	-3,87%	-14,96%
COELCE	1,17%	3,14%	-1,58%
SULGIPE	-13,77%	-14,16%	-22,69%
CELPE	-6,35%	-5,74%	-12,44%
CNEE	-1,43%	-1,73%	-8,83%
CAUIÁ-D	-4,11%	-9,83%	-23,27%
EMG	14,43%	20,19%	20,98%
COPEL	-8,29%	-12,42%	-24,55%
Máx. Economia %	20,20%	20,19%	20,98%
Máx. Prejuízo %	-13,98%	-14,16%	-24,55%

Verifica-se que para este hipotético consumidor no perfil de consumo atual a migração na maior parte das simulações, não trouxe benefício, podendo o prejuízo chegar a até 13,98% (convencional), 14,16% (Incentivada 50%TUSD) e 24,55% (Incentivada 100% TUSD). Para as distribuidoras simuladas, o benefício apenas aconteceu para a CEMAT e a EMG, chegando a 20,20% (Convencional), 20,19% (Incentivada 50%TUSD) e 20,98% (Incentivada 100% TUSD). Estes percentuais de economia e prejuízo, não levam em conta o custo de adequação do SMF. Na Tabela 26 é apresentado o resumo das tarifas e preços encontrados nesta simulação, para cada distribuidora.

Tabela 26 Resumo das tarifas médias e os preços de indiferença para todas as distribuidoras analisadas na simulação com perfil de consumo atual.

	Tarifa média x Preço de indiferença						
	Convencional		Incentivada 50% TU SD		Incentivada 100% TU SD		
	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)
COELBA	211,63	232,82	114,43	226,42	145,65	235,57	176,76
COSEERN	199,46	215,04	119,87	217,58	142,41	235,55	164,96
CEMIG	244,49	252,80	127,13	239,91	164,45	244,30	200,18
ENF	240,04	268,52	107,35	249,87	150,46	246,62	193,62
ENERSUL	211,74	220,35	126,64	225,63	146,52	246,32	166,43
AE S SUL	205,33	234,03	107,13	233,69	132,46	248,82	157,77
CEMAT	237,56	189,57	181,59	223,97	173,19	247,98	189,88
CPFL P	215,97	215,83	135,13	224,33	151,88	248,28	168,62
COELCE	231,25	228,54	137,63	224,00	167,04	234,91	196,45
SULGÍPE	190,05	216,22	109,60	216,97	133,86	233,17	158,13
CELPE	211,44	224,86	121,97	223,58	148,22	237,74	174,47
CNEE	227,79	231,04	131,85	231,74	156,16	247,89	180,48
CAUIÁ-D	200,10	208,32	127,02	219,77	140,90	246,67	154,79
EMG	310,96	266,09	178,56	248,17	220,95	245,71	263,35
COPEL	197,65	214,03	119,09	222,19	136,17	246,17	152,89
Maior tarifa média mensal (R\$/MWh)	310,96	266,52	-	249,87	-	248,82	-
Menor tarifa média mensal (R\$/MWh)	190,05	189,57	-	216,97	-	233,17	-
Maior tarifa de indiferença (R\$/MWh)	-	-	181,59	-	220,95	-	263,35
Menor tarifa de indiferença (R\$/MWh)	-	-	107,13	-	132,46	-	152,89

6.6. Simulação Mudando o Perfil de Consumo I

Como as simulações anteriores, não apresentaram benefícios na migração para o ACL, e o consumidor em análise tem uma forte modulação na ponta, optou-se por fazer uma mudança não muito agressiva do perfil de consumo deste cliente, conforme dados abaixo:

Classe : Industrial

Distribuidora: COELBA

Subgrupo tarifário: A3 – Horo-Sazonal Azul

Demanda Contratada na Ponta – 4.821 kW

Demanda Contratada Fora da Ponta – 4.821 kW

Data de Conexão – Antes de 1995

Fator de Carga na Ponta = 0,9

Consumo na Ponta = 2.885,3685 MWh

Fator de Carga Fora da Ponta = 0,9

Consumo fora da ponta = 282,0285 MWh

PIS/COFINS = 9,24%

ICMS = 27%

Preço Energia Convencional = R\$ 135,00 / MWh

Preço Energia Incentivada 50% TUSD = R\$ 160,00 / MWh

Preço Energia Incentivada 100% TUSD = R\$ 200,00 / MWh

Perda na RB = 3%

Custo do ESS = R\$ 0,6 /MWh

Utilizando a mesma metodologia utilizada nas simulações anteriores para ambos os ambientes de contratação de energia e as mesmas premissas, obtiveram-se os custos apresentados na Tabela 27.

Tabela 27 Comparação entre os ambientes de contratação na 1º simulação com alteração do perfil de consumo

	Comparação Entre Ambientes			
	Cativo	Livre		
		Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
Custo Demanda	R\$ 2.444.825,52	-	-	-
Custo Consumo	R\$ 4.927.887,45	-	-	-
CUSTO _{ENERGIA}	-	R\$ 5.285.118,83	R\$ 6.263.844,31	R\$ 7.829.805,38
CUSTO _{TUSD}	-	R\$ 3.319.407,18	R\$ 2.142.897,50	R\$ 970.037,48
CUSTO _{ESS}	-	R\$ 23.489,42	R\$ 23.489,42	R\$ 23.489,42
PIS/COFINS	R\$ 1.068.442,09	R\$ 481.043,32	R\$ 310.516,39	R\$ 140.578,32
Custo Total	R\$ 8.441.155,06	R\$ 9.109.058,55	R\$ 8.740.547,81	R\$ 8.983.908,58
Economia (R\$)	-	-R\$ 667.903,49	-R\$ 299.392,55	-R\$ 522.753,51
Economia (%)	-	-7,91%	-3,55%	-8,19%

Observa-se ainda que este consumidor opere na ponta com a mesma demanda de fora da ponta (4.821 MW), a migração para o ACL não é vantajosa, embora o custo anual total em cada ambiente tenha aumentado significativamente, passando de R\$ 3.343.392,30 da primeira simulação do ambiente cativo para R\$ 8.441.155,06. Segue abaixo resumo das tarifas médias e o preço de indiferença para esta simulação.

Tabela 28 Comparação entre a tarifa média e o preço da indiferença na 1º simulação com alteração do perfil de consumo

	Tarifa média x Preço de indiferença			
	Cativo	Livre		
		Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
Tarifa Média (R\$/MWh)	222,08	239,86	229,98	235,84
Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	-	117,94	152,35	188,85

Analogamente a estas análises, levantou-se o custo anual do ambiente cativo e ambiente livre para o mesmo consumidor em outras 14 distribuidoras, analisando a situação caso este hipotético consumidor estivesse na área de concessão de uma das 14 distribuidoras. Na Tabela 29 é apresentado o resumo destes custos e percentual de economia em cada distribuidora:

Tabela 29 Resumo dos percentuais de economia em relação ao ACR para todas as distribuidoras analisadas na 1º simulação com alteração do perfil de consumo

	Livre		
	Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
COELBA	-7,91%	-3,55%	-6,19%
COSERN	-5,55%	-5,18%	-12,15%
CEMIG	-1,58%	4,86%	4,14%
ENF	-10,39%	-2,78%	-1,53%
ENERSUL	-2,11%	-3,89%	-12,72%
AES SUL	-11,60%	-9,30%	-14,09%
CEMAT	21,26%	7,78%	-1,90%
CPFL P	1,94%	-0,46%	-9,66%
COELCE	2,93%	5,77%	2,17%
SULGIPE	-11,51%	-10,97%	-18,26%
CELPE	-4,32%	-2,34%	-7,33%
CNEE	0,34%	2,04%	-2,66%
CAUIÁ-D	-1,97%	-5,07%	-15,40%
EMG	16,51%	20,62%	19,68%
COPEL	-6,09%	-8,64%	-18,72%
Máx. Economia %	21,26%	20,62%	19,68%
Máx. Prejuízo %	-11,60%	-10,97%	-18,72%

Verifica-se que para este consumidor neste perfil de consumo a migração na maior parte das simulações, não trouxe benefício, podendo o prejuízo chegar a até 11,60% (convencional), 10,97% (Incentivada 50%TUSD) e 18,72% (Incentivada 100% TUSD). Para as distribuidoras simuladas, o benefício apenas aconteceu para a CEMAT e a EMG, chegando a 21,26% (Convencional), 20,62% (Incentivada 50%TUSD) e 19,68% (Incentivada 100% TUSD). Estes percentuais de economia e prejuízo, não levam em conta o custo de adequação do SMF. Na Tabela 30 é apresentado o resumo das tarifas e preços encontrados nesta simulação, para cada distribuidora.

Tabela 30 Resumo das tarifas médias e os preços de indiferença para todas as distribuidoras analisadas na 1º simulação com alteração de perfil de consumo

	Cativo						
	Tarifa média x Preço de indiferença						
	Convencional			Incentivada 50% TUSD		Incentivada 100% TUSD	
Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	
COELBA	222,08	239,66	117,94	229,96	162,35	235,84	186,65
COSERN	210,19	221,86	123,66	221,07	149,43	235,71	175,22
CEMIG	254,99	259,01	131,10	242,61	172,02	244,44	210,24
ENF	242,83	268,05	110,52	249,59	163,44	246,55	196,40
ENERSUL	218,59	223,21	130,52	227,09	151,75	246,40	173,00
AES SUL	218,24	243,55	110,43	238,53	140,30	248,98	170,15
CEMAT	243,41	191,67	185,24	224,47	178,39	248,04	195,51
CPFL P	226,58	222,18	139,27	227,62	158,99	248,48	178,74
COELCE	240,25	233,20	141,84	226,39	173,46	235,03	205,07
SULGIPE	197,30	220,00	112,95	218,94	138,98	233,33	165,01
CELPE	221,83	231,40	125,71	227,02	154,98	238,09	184,21
CNEE	241,49	240,66	136,81	236,56	164,79	247,91	193,77
CAUIÁ-D	213,85	218,07	130,91	224,71	149,47	246,79	168,03
EMG	305,85	255,36	184,02	242,78	221,23	245,66	258,44
COPEL	207,41	220,04	122,74	225,33	142,60	246,23	162,31
Maiores tarifa média mensal (R\$/MWh)	305,85	268,05	-	249,59	-	248,98	-
Menor tarifa média mensal (R\$/MWh)	197,30	191,67	-	218,94	-	233,33	-
Maiores tarifa de indiferença (R\$/MWh)	-	-	185,24	-	221,23	-	258,44
Menor tarifa de indiferença (R\$/MWh)	-	-	110,43	-	138,98	-	162,31

6.7. Simulação Mudando o Perfil de Consumo II

Ao constatar na primeira simulação com alteração do perfil de consumo que a migração ao ACL não apresentou benefícios, optou-se desta vez por fazer uma mudança mais agressiva do perfil de consumo deste cliente, conforme dados abaixo:

Classe : Industrial

Distribuidora: COELBA

Subgrupo tarifário: A3 – Horo-Sazonal Azul

Demanda Contratada na Ponta – 7.200 kW

Demanda Contratada Fora da Ponta – 2.400 kW

Data de Conexão – Antes de 1995

Fator de Carga na Ponta = 0,9

Consumo na Ponta = 1.436,4 MWh

Fator de Carga Fora da Ponta = 0,9

Consumo fora da ponta = 421,2 MWh

PIS/COFINS = 9,24%

ICMS = 27%

Preço Energia Convencional = R\$ 135,00 / MWh

Preço Energia Incentivada 50% TUSD = R\$ 160,00 / MWh

Preço Energia Incentivada 100% TUSD = R\$ 200,00 / MWh

Perda na RB = 3%

Custo do ESS = R\$ 0,6 /MWh

Utilizando a mesma metodologia utilizada nas simulações anteriores para ambos os ambientes de contratação de energia e as mesmas premissas, obtiveram-se apresentados na Tabela 31.

Tabela 31 Comparação entre os ambientes de contratação na 2º simulação com alteração do perfil de consumo

	Comparação Entre Ambientes			
	Cativo	Livre		
		Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
Custo Demanda	R\$ 3.238.272,00	-	-	-
Custo Consumo	R\$ 3.112.571,45	-	-	-
CUSTO ENERGIA	-	R\$ 3.099.591,38	R\$ 3.673.589,76	R\$ 4.591.987,20
CUSTO_TUSD	-	R\$ 3.751.192,51	R\$ 2.192.536,51	R\$ 639.352,51
CUSTO_ESS	-	R\$ 13.775,96	R\$ 13.775,96	R\$ 13.775,96
PIS/COFINS	R\$ 920.354,35	R\$ 543.616,98	R\$ 317.738,98	R\$ 92.663,97
Custo Total	R\$ 7.271.197,80	R\$ 7.408.176,82	R\$ 6.197.641,21	R\$ 5.337.769,64
Economia (R\$)	-	-R\$ 136.979,02	R\$ 1.073.556,59	R\$ 1.933.428,15
Economia (%)	-	-1,88%	14,76%	26,59%

Observa-se que a significativa alteração da demanda contratada na ponta, juntamente ao alto valor de fator de carga na ponta, trouxe benefício na migração para o ambiente de contratação livre de energia com a contratação de energia incentivada, chegando este benefício anual à 14,76% (Incentivada 50% TUSD) e 26,59% (Incentivada 100% TUSD). Para esta simulação o custo anual para a energia convencional foi levemente superior ao cativo, não se mostrando viável a migração. Na Tabela 32 é apresentado o resumo das tarifas médias e o preço de indiferença para esta simulação.

Tabela 32 Comparação entre a tarifa média e o preço da indiferença na 2º simulação com alteração do perfil de consumo

	Tarifa média x Preço de indiferença			
	Cativo	Livre		
		Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
Tarifa Média (R\$/MWh)	326,19	332,34	278,03	239,46
Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	-	129,03	206,76	284,21

Analogamente a estas análises, levantou-se o custo anual do ambiente cativo e ambiente livre para o mesmo consumidor em outras 14 distribuidoras, analisando a situação caso este hipotético consumidor estivesse na área de concessão de uma das 14 distribuidoras. Na Tabela 33 é apresentado o resumo destes custos e percentual de economia em cada distribuidora:

Tabela 33 Resumo dos percentuais de economia em relação ao ACR para todas as distribuidoras analisadas na 2ª simulação com alteração do perfil de consumo

	Livre		
	Convencional	Incentivada 50% TUSD	Incentivada 100% TUSD
COELBA	-1,88%	14,76%	26,59%
COSERN	0,72%	12,62%	19,28%
CEMIG	3,04%	21,55%	34,03%
ENF	-3,19%	15,96%	30,90%
ENERSUL	2,80%	10,82%	13,48%
AES SUL	-4,68%	9,92%	19,54%
CEMAT	20,98%	18,34%	17,50%
CPFL P	6,06%	13,25%	15,24%
COELCE	6,17%	20,16%	29,55%
SULGIPE	-4,23%	8,07%	14,81%
CELPE	0,83%	14,35%	22,96%
CNEE	4,19%	17,25%	25,68%
CAUIÁ-D	3,01%	10,23%	11,95%
EMG	16,91%	29,90%	39,06%
COPEL	-0,27%	7,55%	9,66%
Máx. Economia %	20,98%	29,90%	39,06%
Máx. Prejuízo %	-4,68%	7,55%	9,66%

Verifica-se que para este consumidor neste perfil de consumo a migração na maior parte das simulações, trouxe benefício, podendo chegar a até 20,98% (convencional), 29,90% (Incentivada 50%TUSD) e 39,06% (Incentivada 100% TUSD). Para as distribuidoras simuladas, o benefício mais expressivo aconteceu para a CEMAT e a EMG. Estes percentuais de economia e prejuízo, não levam em conta o custo de adequação do SMF. Na Tabela 34 é apresentado o resumo das tarifas e preços encontrados nesta simulação, para cada distribuidora.

Tabela 34 Resumo das tarifas médias e os preços de indiferença para todas as distribuidoras analisadas na 2º simulação com alteração de perfil de consumo

	Tarifa média x Preço de indiferença						
	Cativo	Convencional		Incentivada 50% TU SD		Incentivada 100% TU SD	
		Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)	Tarifa de Indiferença (R\$/MWh)	Tarifa Média Mensal (R\$/MWh)
COELBA	326,19	332,34	129,03	278,03	206,76	239,46	284,21
COSEERN	294,15	292,03	137,06	257,03	198,04	237,43	255,07
CEMIG	374,11	362,75	146,03	293,49	238,27	246,81	323,59
ENF	365,87	377,55	123,66	307,49	216,67	252,83	309,75
ENERSUL	287,06	279,04	142,79	256,99	190,17	248,37	237,56
AE & SUL	311,27	325,85	120,84	280,40	189,97	250,44	259,06
CEMAT	303,22	299,60	196,78	247,62	213,98	250,15	251,52
CPFL P	295,14	277,26	152,36	256,04	197,96	250,15	243,68
COELCE	336,66	315,88	155,17	268,80	225,88	237,17	296,59
SULGIPE	277,75	289,51	123,58	256,34	181,76	236,63	239,93
CELPE	314,91	312,31	137,53	269,74	203,86	242,61	270,20
CNEE	333,72	319,75	148,57	276,17	215,88	248,04	283,19
CAUIÁ-D	281,01	272,55	143,22	252,26	187,91	247,43	232,60
EMG	403,80	335,51	201,30	283,06	277,22	246,06	353,14
COPEL	273,21	273,95	134,28	252,59	180,02	246,81	225,64
Maior tarifa média mensal (R\$/MWh)	403,80	377,55	-	307,49	-	252,83	-
Menor tarifa média mensal (R\$/MWh)	273,21	239,60	-	247,62	-	236,63	-
Maior tarifa de indiferença (R\$/MWh)	-	-	201,30	-	277,22	-	353,14
Menor tarifa de indiferença (R\$/MWh)	-	-	120,84	-	180,02	-	225,64

Analisando a tarifa da distribuidora EMG, que foi a distribuidora que apresentou o maior benefício na migração ao ACL, nota-se que a tarifa TUSD demanda com desconto de 100% não é a menor entre as distribuidoras em análise. A distribuidora que apresenta a menor tarifa é a CNEE, porém devido à grande diferença entre as TUSD demanda destas duas distribuidoras, a migração trouxe um benefício maior para a EMG. Segue abaixo tabela com resumo com as tarifas das distribuidoras em análise.

Tabela 35 Resumo das tarifas homologadas pela ANEEL para as distribuidoras em análise

Nº. Res.	Dist.	Cativo - Horo-Sazonal AZUL - A3						Livre-Horo-Sazonal AZUL - A3							
		Demanda (R\$/MWh)		Consumo (R\$/MWh)		T em		TUSD Demanda (R\$/MWh)		TUSD Consumo (R\$/MWh)		TUSD 50% (R\$/MWh)		TUSD 100% (R\$/MWh)	
		De	Dir	T ps	T cu	T ms	TUSD _{De}	TUSD _{Dir}	TUSD _{De}	TUSD _{Dir}	TUSD _{50%De}	TUSD _{50%Dir}	TUSD _{100%De}	TUSD _{100%Dir}	
871	COELBA	35,05	7,17	203,70	184,45	127,65	116,67	35,09	7,17	23,01	18,20	3,72	1,37	0,28	
872	COSEERN	27,27	4,58	210,84	191,21	132,79	121,31	26,50	4,74	24,24	24,24	13,58	2,43	0,55	0,12
960	CEMIG	40,47	8,3	227,91	207,06	145,77	133,68	39,33	8,55	31,38	31,38	19,31	4,38	0,90	0,20
947	ENF	43,02	12,41	194,90	177,44	126,09	116,97	41,81	12,06	30,14	30,14	22,11	6,39	2,40	0,71
968	ENERSUL	21,19	4,85	233,20	211,89	149,30	136,94	21,19	4,85	33,33	33,33	10,97	2,52	0,75	0,18
986	AE & SUL	31,02	4,92	206,55	187,22	134,21	123,75	31,02	4,92	36,03	36,03	15,78	2,81	0,55	0,09
969	CEMAT	16,83	4,4	281,41	255,11	177,84	162,57	16,83	4,40	34,66	34,66	8,32	2,30	0,80	0,20
981	CPFL P	20,76	3,3	248,66	225,93	159,16	146,97	20,76	3,30	35,45	35,45	10,71	1,70	0,63	0,10
988	COELCE	31,36	7	240,44	217,30	149,30	135,86	31,36	7	23,31	23,31	16,09	3,69	0,81	0,18
989	SULGIPE	26,37	5,94	194,10	175,64	121,43	110,71	26,37	5,94	20,99	20,99	13,81	3,12	1,25	0,29
973	CELPE	30,61	6,02	216,90	196,38	136,08	124,18	30,61	6,02	24,37	24,37	16,16	3,18	1,71	0,34
977	CNEE	29,79	4,56	243,84	221,69	156,57	143,72	29,79	4,53	35,97	35,97	14,92	2,27	0,65	0,01
878	CAUIÁ-D	20,39	1,81	235,18	213,81	151,00	138,60	20,39	1,81	34,69	34,69	10,32	0,92	0,24	0,02
1010	EMG	31,03	13,19	315,17	285,17	197,03	179,62	31,03	13,19	33,74	33,74	15,60	6,63	0,16	0,07
1016	COPEL	20,33	3,32	222,21	202,17	143,29	131,66	20,33	3,32	34,2	34,2	10,28	1,64	0,22	0,04
	Média	28,37	6,17	231,80	210,16	147,18	134,76	28,18	6,12	30,37	30,37	14,44	3,16	0,83	0,19
	Máximo	43,02	13,19	316,17	285,17	197,03	179,62	41,81	13,19	38,03	38,03	22,11	6,83	2,4	0,71
	Mínimo	16,83	1,81	184,1	176,84	121,43	110,71	16,83	1,81	20,89	20,89	8,816	0,816	0,06	0,01
	VARIACÃO TARIFA (COELBA X DIST.)														
	Máximo	62,04%	74,75%	4,71%	4,75%	6,05%	6,11%	62,04%	74,75%	3,75%	3,75%	61,67%	74,40%	96,35%	98,43%
	Mínimo	-22,80%	-31,96%	-64,72%	-64,81%	-64,10%	-63,86%	-19,16%	-30,89%	-68,68%	-68,68%	-21,48%	-73,23%	-76,18%	-163,67%
	VARIACÃO TARIFA (COELBA X MÉDIA DIST.)														
	MÉDIA	19,16%	13,80%	-13,70%	-13,80%	-16,11%	-16,49%	19,76%	14,84%	-31,87%	-31,87%	20,86%	16,28%	38,22%	32,82%

Utilizando-se os dados obtidos nesta última simulação e considerando a condição de migração ao ACL que obteve maior benefício que foi a opção de um

contrato de energia incentivada com desconto da tarifa TUSD em 100%, segue abaixo sugestão de um contrato para este consumidor:

Energia : Incentivada 100% TUSD

Montante : 1,8 MW médios

Período: 2 anos

Flexibilidade: 10%

Preço : 200,00 R\$/MWh

Submercado : Nordeste

Índice de Reajuste: IGP-M

Como esta segunda simulação foi baseada em uma mudança do perfil de carga deste consumidor a flexibilidade de 10%, foi escolhida apenas como margem de segurança, uma vez que na situação atual de consumo, existe uma grande variação. Logo para esta simulação, considera-se que o consumidor possui uma maior constância no seu consumo.

Para a aquisição de um contrato bilateral deve ser feito uma análise bem detalhada de previsão de carga para os anos futuros. Essa sugestão de contrato leva em consideração que o consumidor irá manter seu perfil de consumo nos próximos 2 anos.

7. CONCLUSÕES

Não existe diferença no que diz respeito à qualidade de energia e segurança de suprimento entre os dois ambientes de contratação. No ACL, os clientes livres remuneram as distribuidoras pelo uso e acesso ao sistema de distribuição, em valores regulados e equivalentes aos pagos no ambiente cativo. De acordo com o modelo atual, existem duas formas de aquisição de energia no ACL que são a energia incentivada e a energia convencional. A convencional pode ser adquirida por consumidores livres com demanda maior ou igual a 3000 kW e a energia incentivada pode ser adquirida por consumidores especiais com demanda maior igual a 500 kW.

O estudo do mercado mostrou que o mercado livre tem uma estrutura de custo mais complexa que a estrutura de custo do ACR, alguns custos envolvidos mensalmente são a fatura de energia, fatura TUSD, fatura CCEE, garantias financeiras, diferentemente do cativo que possui apenas uma fatura de fornecimento emitida pela distribuidora.

A partir da metodologia proposta, foi constatado que para o perfil de carga atual deste hipotético consumidor, a migração ao ACL não é vantajosa, o que acordo com as simulações feitas somente se tornou vantajoso, com uma mudança de perfil de consumo bem agressiva. É importante salientar que esta mudança de carga foi proposta apenas para identificar uma situação em que seria vantajosa a migração ao ACL, e os valores de demanda e consumo estimados não refletem um ponto de inflexão para tal migração.

A metodologia utilizada neste trabalho é a de analisar a viabilidade de migração ao ACL considerando-se apenas o perfil de consumo utilizando um valor fixo do preço de energia (convencional, incentivado 50% e incentivado 100%), porém como se trata de um mercado livre, caso este consumidor encontre algum fornecedor com preço de energia inferior ao preço de indiferença, a migração poderá se tornar vantajosa independentemente do perfil de consumo, entretanto em ambos os casos a migração deve ser cuidadosamente estudada.

Uma vez identificado que existe a viabilidade econômica para tal migração, devem-se avaliar outros fatos importantes, como: qual a importância da energia para o meu processo produtivo, qual o percentual da comparação do valor da energia

com o custo dos insumos e a rentabilidade do negócio, qual a previsão consumo para os próximos anos, qual será o direcionamento da empresa em relação à gestão dos contratos de energia elétrica, existe maneira de reduzir o custo com energia no ambiente cativo, como pro exemplo programas de eficiência energética, entre outras.

Logo a decisão de migrar para o ACL é única e exclusiva do consumidor, porém saber avaliar as questões pertinentes antes de tal mudança e muito importante, para que enganos e prejuízos não ocorram.

O objetivo deste trabalho não foi o tratar na totalidade sobre o assunto de comercialização de energia elétrica no ACL, uma vez que este é ainda um mercado relativamente novo (cerca de 10 anos) e a legislação está em constante alteração. Para futuros trabalhos, poderia-se analisar a situação de migração na condição de consumidor parcialmente livre (possui contratos de compra de energia no ACR e ACL) na tentativa de reduzir ainda mais os riscos desta mudança ambiente.

REFERÊNCIAS

ABRACE - Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABRACE, 2010. Disponível em ≤ <http://www.abrace.org.br>> Acesso em: 10 de julho de 2010.

ABRACEEL. Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia. Disponível em <<http://www.abraceel.com.br/>>, acesso em: 10 de jul. de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br> > Acesso em: 10 de julho de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 965, de 13 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 959, de 6 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 961, de 6 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 958, de 19 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 969, de 19 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 973, de 27 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 977, de 4 de maio de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 978, de 4 de maio de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 1010, de 15 de junho de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 1015, de 22 de junho de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. “Tarifa de Fornecimento de Energia Elétrica”. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno4capa.pdf> >, Acesso em: 15 de jul. de 2010.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2009. Acesso e Uso dos Sistemas de Transmissão de Distribuição. Disponível

<http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/caderno5capa.pdf> > Acesso em: 10 de jul. de 2009.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2004. Resolução normativa nº. 67, de 8 de junho de 2004.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2007. Resolução normativa nº. 248, de 23 de janeiro de 2007.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 971, de 19 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2008. Resolução homologatória nº. 341, de 2 de dezembro de 2008.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2007. Resolução autorizativa nº. 787, de 23 de janeiro de 2007.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2009. Resolução homologatória nº.806, de 14 de abril de 2009.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2008. Resolução homologatória nº.638, de 17 de abril de 2008.

ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Relatório Aneel 10 anos. Disponível em http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Aneel_10_Anos.pdf> Acesso em 6 de maio de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 972, de 19 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 960, de 6 de abril de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 947, de 9 de março de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 958, de 6 de abril de 2010.

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 774 de 30 de março de 1993.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2010. Resolução homologatória nº. 247, de 21 de dezembro de 2010.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,1999. Resolução nº. 281 de 1 de outubro de 1999.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2000. Resolução nº. 456 de 29 de novembro de 2000.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2004. Resolução nº. 109 de 26 de outubro de 2004.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL,2009. Resolução nº. 109 de 25 de agosto de 2009.

Capetta, Dalmir, 2009. Sistemas de medição para faturamento e o mercado de energia elétrica: Uma visão crítica do referencial regulatório, 2009.

CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, 2010. Disponível em <<http://www.ccee.gov.br>> Acesso em: 10 de julho de 2010.

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE,2009 “Visão geral das operações na CCEE”. Disponível em <<http://www.ccee.org.br>> Acesso em: 10 de jul. de 2009.

COELBA – Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA,2005. “Manual de Orientações ao Cliente, Tarifas Horo-Sazonais Azul e Verde COELBA”.

Energia Direta, 2010 Disponível em <<http://www.energiadireta.com.br/>> Acesso em: 19 de Setembro de 2010.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética – EPE,2010. Disponível em <<http://www.epe.gov.br>>, Acesso em: 15 de agosto de 2010.

Farias T. Samuel, 2005. Redução de custos com mercado livre de energia

Florezi, Guilherme, 2009. “Consumidores Livres de Energia Elétrica Uma Visão Prática”, 2009.

Leite, Antônio Dias, 2007. A Energia do Brasil. 2º. Ed. Rio de Janeiro: Editora Campus. 2007. 658p.

MME - Ministério de Minas e Energia – MME,2010. Disponível em <<http://www.mme.gov.br/>>, Acesso em: 10 de julho de 2010.

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 9.074 de 7 de julho de 1995.

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 10,847 de 15 de março de 2004.

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 10.848 de 15 de março de 2004.

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 8.631 de 4 de março de 1993..

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 5.163 de 30 de julho de 2004.

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 8.987 de 13 de fevereiro de 1995.

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 9.427 de 26 de dezembro de 1996.

MME – Ministério de Minas e Energia, Lei nº. 9.648 de 27 de maio de 1998.

Nunes, D.M Felipe, 2009. Estudo do risco associado à comercialização de energia elétrica no setor elétrico brasileiro, 2009.

ONS - Operador Nacional do Sistema – ONS,2010. Disponível em <<http://http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 10 de jul. de 2010.

Trade Energy, 2010. Disponível em <<http://www.tradeenergy.com.br/>>, acesso em: 05 de junho. de 2010.