

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

ELIANE SCHWARTZ LAMAS

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS
DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA
CONSUMIDORES DO GRUPO A**

Porto Alegre

2010

ELIANE SCHWARTZ LAMAS

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS
DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA
CONSUMIDORES DO GRUPO A**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica.

Área de concentração: Sistemas de Energia

ORIENTADORA: Gladis Bordin

Porto Alegre

2010

ELIANE SCHWARTZ LAMAS

**METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE ALTERNATIVAS
DE FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA PARA
CONSUMIDORES DO GRUPO A**

Esta dissertação foi julgada adequada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica e aprovada em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora.

Orientadora: _____

Prof^ª. Dr^ª. Gladis Bordin , UFRGS

Doutora pela UFSC – Florianópolis, Brasil

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas, UFRGS

Doutor pela Virginia Polytechnic Institute and State University – Blacksburg, EUA

Prof^ª. Dr^ª. Jeanine Marchiori da Luz, PUC RS

Doutora pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre, março de 2010.

DEDICATÓRIA

Em especial, dedico este trabalho, aos meus filhos, Vitor e Daniel e ao meu marido pela paciência, motivação e privação da minha companhia em muitas vezes.

Aos meus pais, que mesmo perante as dificuldades, sempre se empenharam ao máximo em propiciar estudo as suas filhas possibilitando assim que eu pudesse chegar ao cumprimento de mais esta jornada.

As minhas irmãs que sempre se fizeram presentes em toda a minha caminhada.

AGRADECIMENTOS

À professora Dra. Gladis Bordin, pela sua dedicação, conhecimento e paciência contribuindo de forma valiosa para a conclusão deste trabalho

Ao Instituto Federal Sul-Rio-Grandense, que nas figuras dos professores Dr. Lúcio Almeida Hecktheuer e Dr. Mario Boésio empenharam-se ao máximo para a realização do primeiro MINTER na instituição, com o forte incentivo do Reitor, o Prof. Antonio Carlos Barum Brod, que prima em qualificar o quadro docente da instituição.

A minha prima Denise, que gentilmente dividiu o seu espaço de modo a facilitar a minha permanência em Porto Alegre, durante os meses que se fizeram necessários.

Aos engenheiros Diego Boff e Luis Octávio Vilela de Andrade e ao professor Paulo Milano pela valiosa contribuição para o desenvolvimento do trabalho.

Ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, PPGEE, pela oportunidade e apoio dispensados.

Aos coordenadores do programa MINTER da Universidade Federal do Rio Grande do Sul pelo empenho para que o programa se realizasse.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

RESUMO

Com a reestruturação do setor elétrico brasileiro ocorreu a abertura no mercado de energia elétrica, a criação das figuras do consumidor livre e produtor independente e o surgimento de novas alternativas de fornecimento de energia aos consumidores do Grupo A, grupo conectado a alta tensão que compreende os níveis de 230 kV até 2,3 kV, composto basicamente por consumidores industriais. De acordo com a regulamentação atual, uma planta industrial pode ser atendida através da distribuidora local, do mercado livre, de fonte convencional ou incentivada e da autoprodução. No atual contexto de mercado faz-se necessário analisar qual a alternativa que melhor se adapte ao perfil da planta industrial e também represente economia na fatura de energia elétrica. O presente trabalho apresenta uma metodologia para avaliação destas alternativas, que permite comparar os custos com energia, auxiliando à tomada de decisão. Para a aplicação da metodologia, foram realizados estudos de caso que englobam diferentes consumidores do Grupo A, visando a economia e eficiência energética para o consumidor.

Palavras-chave: Energia Elétrica. Grupo A. Alternativas de Fornecimento. Custos.

ABSTRACT

With the restructuration of the Brazilian electrical sector, came the opening of the electric energy market, the creation of characters such as the free consumer and independent producer, and the appearance of new supplying alternatives of energy to Group A consumers, a high-tension group which comprehends the levels from 230 kV to 2,3 kV that is composed basically of industrial consumers. According to the current regulations, an industrial plant can be attended through the local distributor, in the free market, of a conventional or motivated source and through auto-production. In the present market context, it is necessary to analyze which alternative adapts better to the industrial plant profile and also represents economy in the monthly electric bill. This work presents a methodology to evaluate these alternatives, allowing the comparison of the energy costs, thus helping the decision process. In order to apply the methodology, case studies involving different consumers of Group A, were conducted aiming at the economy and energetic efficiency for the consumer.

Keywords: Electric Energy. Group A. Supplying Alternatives. Costs.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	14
1.1	MOTIVAÇÃO	14
1.2	APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA.....	15
1.3	OBJETIVO.....	15
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	17
2.1	INTRODUÇÃO	17
2.2	MUDANÇAS ADVINDAS DA REESTRUTURAÇÃO	18
2.3	COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	23
2.4	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
2.5	CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS.....	33
3	METODOLOGIA E MODELO PROPOSTOS.....	34
3.1	INTRODUÇÃO	34
3.2	METODOLOGIA PROPOSTA	34
3.3	MODELO PROPOSTO	37
3.3.1	Custos no ACR.....	38
3.3.2	Custos no ACL	39
3.3.3	Custos com Autoprodução.....	43
4	APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO.....	46
4.1	INTRODUÇÃO	46
4.2	CASO 1: INDÚSTRIA DE FABRICAÇÃO DE CIMENTO	49
4.2.1	Simulação de custo anual no ACR.....	51
4.2.2	Simulação de custo anual no ACL – Fonte Convencional	52
4.2.3	Simulação de custo anual no ACL – Fonte Incentivada	53
4.2.4	Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador	55
4.2.5	Comparação entre as simulações	56
4.3	CASO 2: INDÚSTRIA AUTOMOTIVA	57
4.3.1	Simulação de custo anual no ACR.....	58
4.3.2	Simulação de custo anual no ACL – Fonte Convencional	59
4.3.3	Simulação de custo anual no ACL – Fonte Incentivada	59
4.3.4	Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador	59
4.3.5	Comparação entre as simulações	60
4.4	CASO 3: INDÚSTRIA DE BENEFICIAMENTO DE ARROZ.....	61
4.4.1	Simulação de custo anual no ACR – tarifa azul	62
4.4.2	Simulação de custo anual no ACR – tarifa verde.....	62
4.4.3	Simulação de custo anual no ACL – Fonte Incentivada	63
4.4.4	Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador	64
4.4.5	Comparação entre as simulações	64
4.4.6	Particularidade da Cogeração.....	65
4.5	CASO 4: INDÚSTRIA	66
4.5.1	Simulação de custo anual no ACR.....	67

4.5.2 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Convencional	68
4.5.3 Simulação do custo anual no ACL – Fonte Incentivada	68
4.5.4 Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador	69
4.5.5 Comparação entre as simulações	69
4.6 CASO 5: INDÚSTRIA DE FABRICAÇÃO DE ESCOVAS, PINCÉIS E VASSOURAS	70
4.6.1 Simulação de custo anual no ACR – tarifa azul	71
4.6.2 Simulação de custo anual no ACR – tarifa verde	71
4.6.3 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Incentivada	72
4.6.4 Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador	72
4.6.5 Comparação entre as simulações	72
4.7 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS.....	73
5 CONCLUSÕES.....	74
6 CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA	77
6.1 CONTRIBUIÇÕES	77
6.2 TÓPICOS PARA PESQUISA	78
ANEXO A: TARIFAS, ACESSO E USO DO SISTEMA ELÉTRICO, FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	85
A.1 INTRODUÇÃO	85
A.2 TARIFAS	85
A.2.1 Estrutura tarifária	86
A.2.2 Composição das tarifas.....	89
A.2.3 Abertura e realinhamento tarifário	90
A.2.4 Reajustes das tarifas	91
A.2.5 Tarifas de transporte de energia	91
A.3 ACESSO E USO DO SISTEMA ELÉTRICO.....	95
A.3.1 Contratos para acesso a rede	97
A.4 FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA.....	98
A.4.1 Fator de Carga	99
A.4.2 Encargos Setoriais e Tributos.....	100

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1	Estrutura organizacional do setor elétrico.....	20
Figura 2	Evolução do número de consumidores livres e especiais.....	25
Figura 3	Representatividade da classe de agentes na CCEE.....	26
Figura 4	Estrutura geral da metodologia proposta.....	35
Figura 5	Custo anual de energia no ACR.....	51
Figura 6	Custo anual de energia no ACL com fonte convencional.....	52
Figura 7	Custo anual de energia no ACL com fonte incentivada.....	53
Figura 8	Custo anual de energia na utilização de grupo gerador.....	55
Figura 9	Contratos de transmissão e distribuição.....	97

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Percentuais PIS/COFINS mensais/2008.....	46
Quadro 2	Tributos e alíquotas.....	47
Quadro 3	Tarifas das distribuidoras para consumidores regulados.....	47
Quadro 4	Tarifas com a inclusão dos tributos para consumidores regulados.....	48
Quadro 5	Tarifas das distribuidoras para consumidores livres.....	48
Quadro 6	Tarifas para consumidores livres com a inclusão dos tributos.....	48
Quadro 7	Tarifas das distribuidoras para consumidores especiais.....	49
Quadro 8	Tarifas para consumidores especiais com a inclusão dos tributos.....	49
Quadro 9	Consumo anual do consumidor A3.....	50
Quadro 10	Custo total anual de energia no ACR.....	51
Quadro 11	Custo total anual de energia no ACL com fonte convencional.....	53
Quadro 12	Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.....	54
Quadro 13	Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.....	56
Quadro 14	Comparativo de custos para o consumidor A3.....	56
Quadro 15	Consumo anual do consumidor A2.....	58
Quadro 16	Custo total anual de energia no ACR.....	58
Quadro 17	Custo total anual de energia no ACL com fonte convencional.....	59
Quadro 18	Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.....	59
Quadro 19	Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.....	60
Quadro 20	Comparativo de custos para o consumidor A2.....	60
Quadro 21	Consumo anual do consumidor A4.....	61
Quadro 22	Custo total anual de energia no ACR com tarifa azul.....	62
Quadro 23	Tarifação verde de demanda e energia das distribuidoras.....	62
Quadro 24	Tarifas com a inclusão dos tributos.....	63
Quadro 25	Custo total anual de energia no ACR com tarifa verde.....	63
Quadro 26	Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.....	63
Quadro 27	Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.....	64
Quadro 28	Comparativo de custos para o consumidor A4.....	64
Quadro 29	Consumo anual do consumidor A1.....	67
Quadro 30	Custo total anual de energia no ACR.....	67
Quadro 31	Tarifas TUST/RS Resolução Homologatória nº 844.....	68
Quadro 32	Custo total anual de energia no ACL com fonte convencional.....	68
Quadro 33	Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.....	69

Quadro 34	Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.....	69
Quadro 35	Comparativo de custos para o consumidor A1.....	69
Quadro 36	Consumo anual do consumidor A4.....	70
Quadro 37	Custo total anual de energia no ACR com tarifa azul.....	71
Quadro 38	Custo total anual de energia no ACR com tarifa verde.....	71
Quadro 39	Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.....	72
Quadro 40	Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.....	72
Quadro 41	Comparativo de custos para o consumidor A4.....	73

LISTA DE ABREVIATURAS

ACL: Ambiente de Contratação Livre

ACR: Ambiente de Contratação Regulado

ANEEL: Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEE: Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCVE: Contrato de Compra e Venda de Energia

CMO: Custo Marginal de Operação

COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

DNAEE: Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica

DITs: Demais Instalações de Transmissão

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

MCP: Mercado de Curto Prazo

MME: Ministério de Minas e Energia

ONS: Operador Nacional do Sistema

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

P&D: Pesquisa e Desenvolvimento

PIE: Produtor Independente de Energia

PIS: Plano de Seguridade Social

PLD: Preço de Liquidação de Diferenças

RE-SEB: Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

SMF: Sistema de Medição e Faturamento

TE: Tarifa de Energia

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

A reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) modificou a estrutura de mercado, tornando o mercado de energia competitivo e alterando as relações entre consumidores e empresas distribuidoras. Esta competitividade, embora tenha trazido benefícios ao consumidor, devido à flexibilidade nos contratos e liberdade de negociação, entre as partes, nos preços de compra e venda de energia elétrica, também traz riscos inerentes a este ambiente de mercado, como exposição à variação de preços e interrupção do fornecimento.

No período anterior à reestruturação, a liberdade de escolha do fornecedor de energia não era facultada aos consumidores industriais uma vez que todos os consumidores eram atendidos pelas empresas distribuidoras.

Com a reestruturação do SEB, possibilitando a entrada da figura do consumidor livre com liberdade de escolha do fornecedor e a regulamentação da produção de energia por produtor independente e autoprodutor, surgiram novas opções de fornecimento de energia elétrica aos consumidores qualificados como livres (atendidos no mercado livre) e potencialmente livres (não exerceram a opção de livres, atendidos pela distribuidora local). Novas alternativas pressupõem novas ou adaptadas metodologias para avaliar a opção de fornecimento de energia elétrica que indique o menor custo na aquisição da energia.

A possibilidade de migração de consumidores do mercado regulado para o mercado livre, atendido por fonte convencional ou incentivada, a implantação de um sistema de geração própria para o atendimento de sua planta em horário de ponta, possibilitando a redução da demanda contratada com a concessionária de distribuição, são alternativas indicadas para redução de custos no processo produtivo dos consumidores industriais.

Conforme o perfil de consumo das plantas industriais e da forma de uso da energia elétrica na unidade consumidora é necessário verificar qual, dentre as possibilidades oferecidas, permite obter ganhos financeiros para o consumidor, através da redução na fatura de energia, auxiliando na competitividade e sustentabilidade da planta industrial.

1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Aspectos como interrupção no fornecimento de energia, altas tarifas aplicadas no horário de ponta, volatilidade dos preços da energia, por exemplo, motivam os grandes consumidores de energia elétrica, em geral indústrias de médio e grande porte, em considerar novas alternativas de fornecimento de energia para atendimento de sua planta, visando à redução no custo com energia e garantia de fornecimento.

Consumidores industriais buscam comparar os benefícios econômicos entre as diferentes alternativas de fornecimento de energia elétrica. A avaliação de alternativas permite a identificação de custos com energia e serve como auxílio na tomada de decisão.

Embora a legislação atual faculte aos consumidores atendidos em alta tensão, Grupo A, diferentes alternativas no fornecimento de energia, não existe uma metodologia para avaliação da alternativa mais econômica sob o ponto de vista do consumidor. Neste sentido, o presente trabalho propõe uma metodologia para tratamento deste problema.

1.3 OBJETIVO

Este trabalho objetiva apresentar uma metodologia para avaliação de alternativas de fornecimento de energia elétrica para consumidores do Grupo A, de acordo com a regulamentação atual do setor elétrico brasileiro, visando a contratação de energia elétrica pelo menor custo sob o ponto de vista do consumidor.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

No intuito de atingir os objetivos propostos, este trabalho está estruturado em seis capítulos incluindo esta introdução, como indicado a seguir.

O Capítulo 2 apresenta como era estruturado o setor elétrico brasileiro e as mudanças provenientes da reestruturação, permitindo a entrada de novos agentes no mercado. Apresenta a atual estrutura organizacional do setor elétrico, com os novos agentes, os ambientes de comercialização de energia e também uma breve revisão da literatura .

O Capítulo 3 apresenta a metodologia e o modelo propostos neste trabalho, para a determinação de custos com energia para diferentes alternativas de fornecimento de energia.

Estudos de caso são apresentados no Capítulo 4, aplicando o modelo proposto, utilizando consumidores de diferentes níveis de tensão e perfis de consumo.

O Capítulo 5 descreve as conclusões do estudo realizado.

No Capítulo 6, são apresentadas as contribuições e propostas para trabalhos futuros.

Complementa o trabalho, um anexo com informações técnicas sobre o setor elétrico, a respeito das tarifas, acesso e uso do sistema de transmissão e distribuição e da fatura de energia elétrica.

2 REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Este capítulo apresenta a estrutura do SEB anterior às reformas setoriais e às mudanças ocorridas com as reformas surgindo então, um novo modelo institucional para o setor que, com a entrada de novos agentes, modificou o mercado de energia possibilitando novas opções de fornecimento de energia elétrica para os consumidores industriais.

2.1 INTRODUÇÃO

Fatores como a crise financeira do setor elétrico decorrente da contenção tarifária, a necessidade de transferência dos investimentos para o setor privado e a crescente demanda de energia elétrica, sem aumento da oferta de energia, ocasionando elevação no risco de falta de energia, foram decisivos para a reestruturação do setor elétrico brasileiro (CASTELO BRANCO, 2003).

Em 1994, o projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro (RE-SEB) modificou o modelo de monopólio estatal, através da privatização das empresas do setor de energia. Esta reestruturação visava atrair investimentos da iniciativa privada, com a criação de novos agentes setoriais, melhoria da eficiência energética garantindo capacidade de geração e transmissão de acordo com a demanda, melhoria da qualidade de serviços, bem como praticar preços justos.

A energia elétrica passa a ser tratada como mercadoria. Mercadoria esta, que devido a sua especificidade, não pode ser estocada, precisa ser produzida e simultaneamente consumida, por isso a necessidade de interligação entre os sistemas de geração, transmissão e distribuição.

O sistema estatal deu lugar a um sistema misto, estatal e privado, mais competitivo, tanto na geração quanto na comercialização, mantendo a transmissão e a distribuição como monopólios.

Após a reestruturação, os preços no atacado e no varejo passam a ser formados pelo mercado, os lucros tornam-se incertos, os consumidores adquirem direito de escolha de fornecedores, novos competidores entram no mercado e a informação torna-se imperfeita (ARMSTRONG, COWEN e VICKERS, 1994).

A busca por um modelo institucional adequado as características do setor elétrico brasileiro estendeu-se por 10 anos. Iniciado em 1994, foi concluído em dezembro de 2004 quando foi assinado o Decreto presidencial nº 5163.

2.2 MUDANÇAS ADVINDAS DA REESTRUTURAÇÃO

Empresas que antes da reforma eram verticalizadas, integradas nos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização tornaram-se empresas separadas, em cada um dos segmentos, alterando a estrutura de mercado, através da desverticalização e do ingresso da figura do consumidor livre.

No período anterior à reforma o setor de EE estava vinculado ao Ministério de Minas e Energia (MME) - órgão responsável pela elaboração da política global do setor elétrico, e era composto pelo Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE) - órgão regulador, Eletrobrás (empresa holding federal) - responsável pela coordenação do planejamento da expansão e fomento e por empresas concessionárias federais, estaduais e privadas (SCHUCH, 2000).

Os consumidores eram atendidos pelas empresas distribuidoras que tinham a obrigação de atender todos os consumidores pertencentes a sua área de concessão. Portanto,

não havia escolha para o consumidor quanto ao fornecimento de energia para atendimento de sua planta senão por meio da concessionária ou através de investimentos em geração própria.

Inúmeras leis, decretos e resoluções, foram elaboradas de modo a implementar as mudanças que vinham ocorrendo no modelo setorial. Algumas delas, relevantes para o desenvolvimento do trabalho, são destacadas a seguir:

- A Lei nº 9.074 que cria as figuras do produtor independente de energia elétrica e consumidor livre, com liberdade de escolha do fornecedor, e assegura o livre acesso, regulado, aos sistemas de transmissão e distribuição.
- O Decreto nº 2003 que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e autoprodutor.
- A Lei nº 9.427 que institui a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), reguladora do setor elétrico e, também definiu que consumidores com demanda contratada, igual ou superior a 500 kW, em qualquer nível de tensão, possam ser atendidos por usinas eólicas, solares, de biomassa ou PCHs.

Estas mudanças modificaram a estrutura de mercado, oportunizando aos consumidores industriais analisar, dentre as novas alternativas de fornecimento de energia, aquela que trará maior economia para sua planta.

No período de 1994 a 2004, o modelo institucional do SEB passou por alterações, resultando no modelo atual, regulamentado em julho de 2004 através do Decreto nº 5163. A Figura 1 apresenta o modelo atual, que é detalhado a seguir.

O MME (Ministério de Minas e Energia), responsável pela formulação e implementação de políticas para o setor de energia, segue as diretrizes do CNPE (Conselho Nacional de Política Energética), que assessora o Presidente da República e é responsável pela formulação de políticas e diretrizes de energia.

A EPE (Empresa de Pesquisa Energética) tem como função desenvolver estudos para que o MME possa cumprir com sua função de executor de planejamento energético, sendo responsável pela execução dos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão).

A CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica) administra a comercialização de energia dos concessionários do serviço público de distribuição, realiza leilões para a compra de energia para os distribuidores, autorizados pela ANEEL, e exerce a função de contabilização e liquidação nos ambientes de contratação regulado e livre.

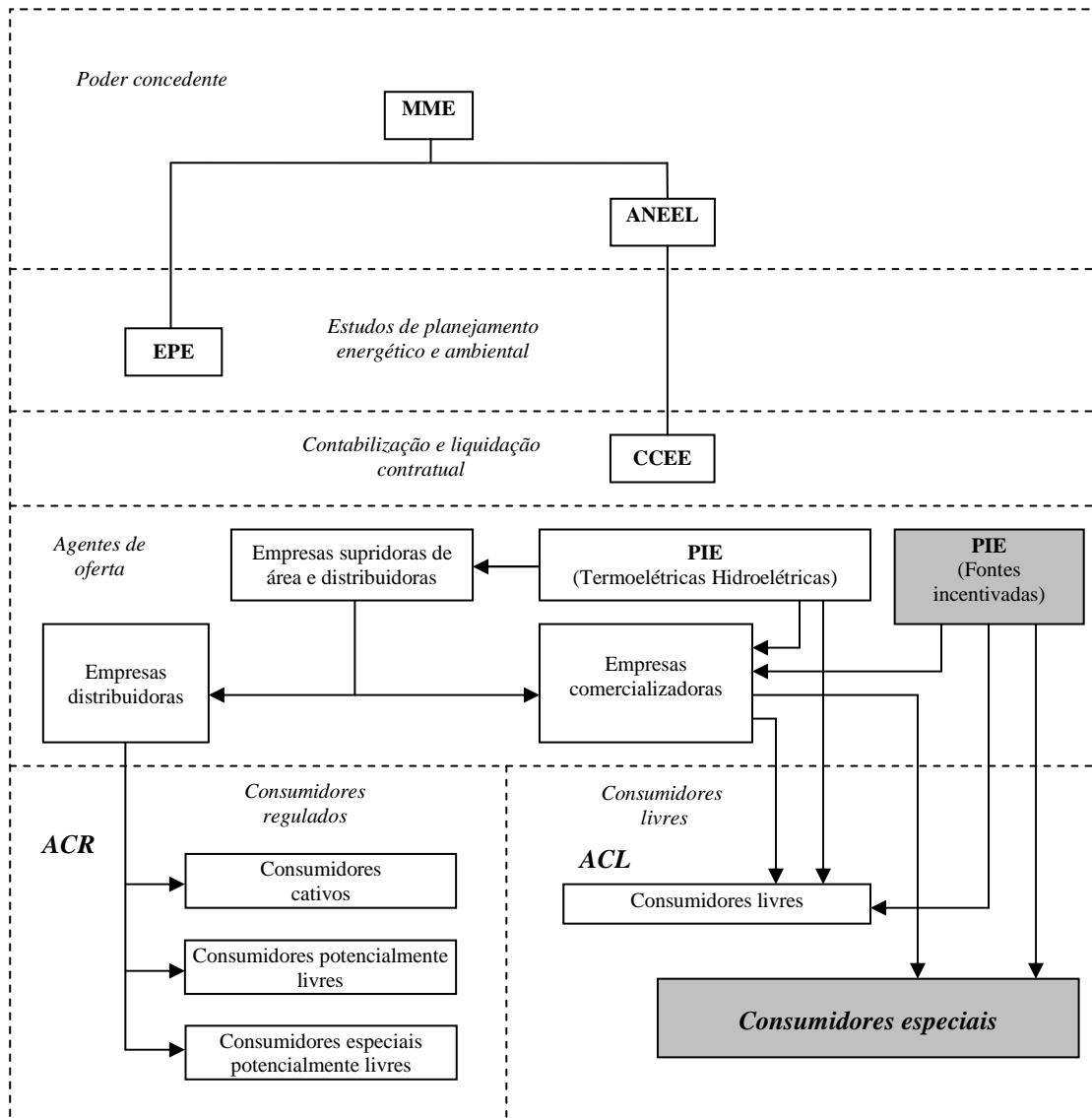


Figura 1 Estrutura organizacional do setor elétrico.

Fonte: figura adaptada de CUNHA, 2009.

No modelo setorial atual, conforme a Figura 1, os consumidores são divididos em cinco classes: consumidores cativos, consumidores potencialmente livres, consumidores livres, consumidores especiais potencialmente livres e consumidores especiais onde:

- Consumidores cativos – são aqueles que não apresentam os requisitos necessários para aquisição de energia elétrica de outro fornecedor senão da concessionária de distribuição onde eles se localizam.

- Consumidores potencialmente livres – são aquele que, atendidos em qualquer tensão, não tenham exercido a opção de compra de energia de outro fornecedor, mesmo estando qualificados para tornarem-se consumidores livres, segundo condições estabelecidas na Lei nº 9.074. Este consumidor poderá continuar sendo atendido no Ambiente de Contratação Regulado (ACR) na sua totalidade ou parcialmente.

- Consumidores livres – são aqueles qualificados, conforme as condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074/1995, para a livre escolha de seu fornecedor de energia. Consumidores existentes em 1995 com demanda maior ou igual a 3MW atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV e para novos consumidores, qualquer nível de tensão, desde que respeitado o critério de demanda.

Os consumidores livres deverão garantir a totalidade do atendimento à sua carga, mediante contratação, com um ou mais fornecedores, esses últimos sujeitos a penalidades, pelo descumprimento dessa obrigação. Estes consumidores poderão retornar à condição de consumidor atendido mediante tarifa regulada, desde que informem ao agente de distribuição local com antecedência mínima de 5 anos, podendo esses prazos serem reduzidos a critério do mesmo (Decreto nº 5.163).

Com a entrada da figura do consumidor livre no mercado de energia surgiu também, através da Lei nº 9.427 e alterações posteriores, a possibilidade de consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, em qualquer nível de tensão, se enquadrarem na condição de

livres, desde que atendidos por fontes de energia incentivadas (eólica, biomassa, solar e PCHs). Esses consumidores são denominados pela Aneel e por outros agentes de mercado de consumidores especiais pois são dotados de características não encontradas nos consumidores livres atendidos por energia convencional (ALMEIDA, 2005). Para esta parcela de mercado foi dado, um atrativo adicional, o desconto de pelo menos 50% na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), previsto pela Resolução Normativa nº 077/2004. Somente a parcela fio (TUSD Demanda, em R\$/kW) está sujeita ao desconto, ficando a parcela encargos (TUSD Encargos, em R\$/MWh) isenta deste desconto. Maiores detalhes sobre tarifas praticadas podem ser encontrados no Anexo A.

- Consumidores especiais potencialmente livres – denominação dada por Cunha (2009) aos consumidores com demanda igual ou superior a 500 kW e inferior a 3 MW, enquanto atendidos no ACR.

Através da Lei que criou a figura do consumidor livre, combinada com o Decreto nº 2003/1996, foram definidas as figuras do Produtor Independente e do Autoprodutor, da seguinte forma:

- Produtor Independente de Energia Elétrica (PIE) – pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

- Autoprodutor de Energia Elétrica – pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo.

O Decreto nº 5163/ 2004 em seu artigo 31 diz que a partir de 1º de janeiro de 2010, será facultada aos consumidores que pretendam utilizar em suas unidades industriais energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente, a redução da demanda e da energia contratadas ou a substituição dos contratos

de fornecimento por contratos de conexão e de uso dos sistemas elétricos, mediante notificação ao agente de distribuição ou agente vendedor. Os consumidores potencialmente livres que tenham contratos com prazo indeterminado só poderão adquirir energia elétrica de outro fornecedor com previsão de entrega a partir do ano subsequente ao da declaração formal desta opção ao seu agente de distribuição.

2.3 COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As distribuidoras compram energia de geradoras e repassam aos consumidores, de forma regulada, no intuito de evitar abusos nas tarifas. Já, as empresas de geração e comercialização de energia atuam em ambiente livre e competitivo na conquista de consumidores livres.

Segundo o Decreto nº 5163/2004, a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado distintos: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Conforme CCEE (2009), no ACR, a contratação de energia é realizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (agentes de distribuição). Neste ambiente, os compradores, que são as distribuidoras, compram a energia para atendimento dos consumidores de sua área de concessão por meio de leilões e, repassam esta energia aos consumidores através de tarifas reguladas e estipuladas pela ANEEL e reajustadas anualmente.

Os consumidores, enquanto no ACR, pagam uma tarifa única, constituída pela tarifa de energia (TE) e pela tarifa de uso do sistema de transmissão e distribuição (TUST/TUSD)

envolvendo os custos tanto com energia quanto com os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, reunidos em um único contrato.

No Ambiente de Contratação Livre (ACL), de acordo com CCEE (2009), os acordos de compra e venda de energia são estabelecidos através de contratos bilaterais livremente negociados entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia. Neste ambiente, há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços. A energia é livremente negociada e os encargos de conexão e uso dos sistemas de transmissão e distribuição, devidos às prestadoras do serviço, são pagos por meio de tarifas reguladas. Existem assim, dois contratos um de fornecimento de energia e outro de transporte.

Para que a migração do mercado regulado para o mercado livre se viabilize o consumidor precisa atender a requisitos de demanda e tensão estabelecidos pela Aneel bem como cumprir seu contrato de cativo.

A Figura 2 ilustra a evolução do número de consumidores livres (desde 2004) e especiais (agregados a partir de 2008) cadastrados na CCEE até julho de 2009.

Nº de Consumidores Livres e Especiais

Evolução do Número de Consumidores Livres na CCEE

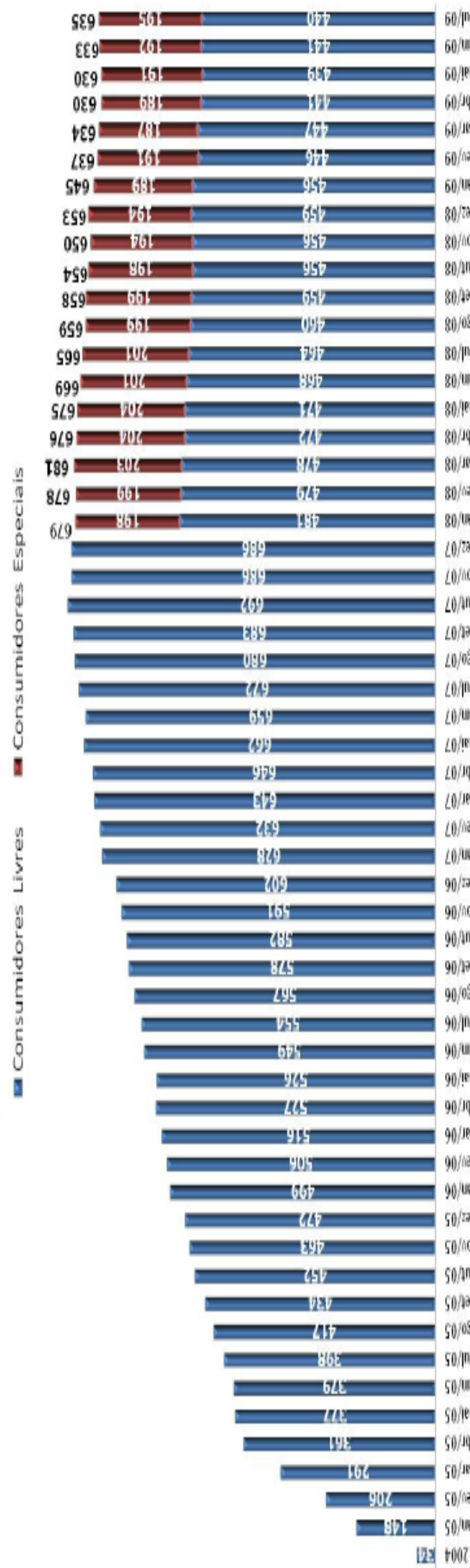


Figura 2 Evolução do número de consumidores livres e especiais.

Fonte: CCEE – dados de julho/2009.

Conforme a Figura 2 observa-se que o número de consumidores livres cresceu significativamente de 2004, quando existiam apenas 34 consumidores livres, até 2007 atingindo seu ápice em outubro do mesmo ano, com 692 consumidores. A partir de 2008, mesmo com a entrada do consumidor especial, o número total de consumidores livres foi reduzindo de 679 chegando em 635, em julho de 2009.

A alta do preço da energia no mercado livre no início do ano de 2008 afastou alguns consumidores chamados livres. Os Preços de Liquidação das Diferenças (PLD) chegaram à casa dos R\$ 570 no início do ano e foi esse alto valor que provocou inadimplência. Algumas comercializadoras se negaram a registrar na CCEE, a energia que venderam, pois esta energia não foi entregue aos consumidores. Alguns consumidores tiveram de comprar a energia, que já tinham contratado no longo prazo, mais cara (Informe eletrônico sobre empresas de energia elétrica - IFE nº 2332).

Segundo dados da CCEE, de junho de 2009, 24% de toda a energia do Sistema Interligado Nacional (SIN) foi comercializada no Mercado Livre.

A Figura 3 apresenta a representatividade de agentes na CCEE.

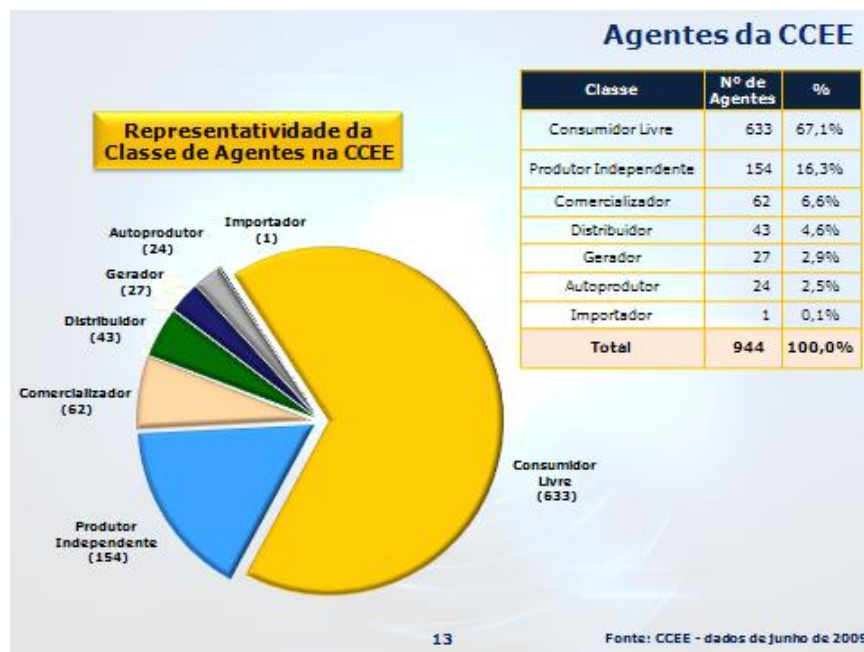


Figura 3 Representatividade da classe de agentes na CCEE.

Fonte: CCEE – dados de junho/2009.

Em termos quantitativos, a Figura 3 mostra que, até junho de 2009, participaram da CCEE 633 consumidores livres, 24 autoprodutores e 154 produtores independentes.

Todos os contratos provenientes da compra e venda de energia, no ACR ou ACL, são registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e servem de base para a contabilização das diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado para a liquidação das diferenças no Mercado de Curto Prazo (MCP), valorado ao PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). O PLD é calculado antecipadamente e, com periodicidade semanal, divulgado pela CCEE e com base no Custo Marginal de Operação (CMO), limitado por preços mínimo e máximo estabelecido pela Aneel, por patamar de carga (pesado, médio e leve)¹ e por submercados (CCEE, 2009).

Quanto maior a oferta de energia hidráulica, menor será o PLD e, conseqüentemente, os contratos bilaterais tendem a ser cada vez mais atrativos aos consumidores livres. Já, os contratos de longo prazo, são precificados com base na expectativa de equilíbrio entre oferta e demanda e valorados conforme o custo de oportunidade de cada participante do mercado. Contratos de longo prazo são mais seguros e previsíveis porque apresentam índices de reajustes pré-determinados, não ficando expostos ao PLD.

A seguir é apresentada a revisão bibliográfica contendo trabalhos publicados que envolvem a decisão do consumidor frente às alternativas de fornecimento de energia.

2.4 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão que segue busca verificar a evolução de métodos que apoiem a escolha de alternativas de fornecimento de energia elétrica para consumidores de Grupo A.

¹ Patamar de carga é a classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS podendo ser: leve - horários de baixo consumo; média - horários de consumo médio; pesada - horários em que se verificam picos de consumo.

Castro (2004) propõe um método de suporte à decisão de investimento, contratação e de avaliação de portfólio de ativos de energia elétrica na comercialização em atacado no Brasil. A metodologia apresentada utiliza processo estatístico para estimativa do preço da energia no mercado de curto prazo, através de construção de cenários de preços futuros. As probabilidades associadas a cada cenário de preço definem a função densidade de probabilidade para os resultados financeiros esperados pelos agentes, os quais estão associados às suas decisões e consequentes tomadas de posição diante do mercado. A aversão ao risco é caracterizada a partir da aplicação de conceitos de otimização multiobjetivo e a determinação aproximada de soluções eficientes do problema definem o processo de suporte a decisões para o agente.

Santos, Ferreira e Lima (2004) avaliam impactos na receita das distribuidoras quando da migração de consumidores do mercado cativo para o mercado livre. Analisam a evolução dos aspectos legais, dos movimentos de mercado, dos cenários de equilíbrio econômico e financeiro das distribuidoras frente à expansão da carga e das tarifas resultantes dos mercados considerados. Através de um exemplo numérico, comparam as situações de consumidor livre e cativo, pela análise de custos do serviço de fio no faturamento anual do consumidor. Concluem que, na maior parte das vezes, as distribuidoras de energia elétrica auferem alguma vantagem econômica ou financeira quando uma unidade consumidora cativa opta por se tornar uma unidade consumidora livre.

Almeida (2005) apresenta um artigo onde aborda as principais características do fornecimento a consumidores livres com demanda igual ou superior a 500 kW (consumidores especiais) atendidos em qualquer tensão, por meio de PCHs e outras fontes de energia alternativa (biomassa, eólica, solar e cogeração qualificada). Tal mercado, denominado de “Mercado Varejista de Energia”, por ter características diferentes do Mercado Atacadista usual, no âmbito do qual a maior parte dos contratos entre consumidores livres e produtores

independentes são firmados. São discutidos os principais riscos e oportunidades deste mercado ainda incipiente, mas atraente e competitivo.

Pieroni (2005) apresenta um estudo que busca discutir como as mudanças no marco regulatório influenciam o comportamento dos autoprodutores, que vem ampliando sua participação na matriz energética brasileira. Procura desenvolver um método estruturado de avaliação dos investimentos em autoprodução a partir de conceitos básicos de economia e finanças. Esta ferramenta é, então, utilizada para analisar qualitativamente os sinais econômicos associados a cada uma das principais mudanças regulatórias previstas na segunda etapa da reforma do setor e, por fim, discute como estes sinais econômicos podem influenciar o interesse das empresas em investir em projetos de geração própria.

Barja (2006) apresenta um trabalho em que avalia a inserção da cogeração no sistema elétrico brasileiro na busca de benefício econômico na redução de custos com combustíveis e benefícios ambientais. Utilizando-se do conhecimento das tecnologias comerciais da cogeração, dos métodos de análise econômica e da legislação do setor elétrico brasileiro, analisou a viabilidade técnica, econômica e legal da implantação de um sistema de cogeração para atendimento das demandas térmicas e elétrica do restaurante universitário da UnB – Universidade de Brasília. Conclui que o empreendimento é viável do ponto de vista técnico, econômico e legal.

Oliveira (2006) apresenta um trabalho onde propõe a ação integrada de diferentes ferramentas de análise e gerenciamento de risco, atuando de forma complementar em relação às diferentes características do risco de mercado. Devido ao comportamento atípico e exclusivo do preço de energia no mercado brasileiro, desenvolve um modelo adaptado para precificação de opções utilizando a técnica de árvore de decisão binomial recombinante, calculando a cada passo os índices de probabilidade de alta ou baixa do preço em relação aos cenários futuros. O modelo aborda o problema da não padronização da distribuição de preços

de curto prazo de energia elétrica. A metodologia foi desenvolvida para a análise integrada de risco de carteiras de contratos de comercialização de energia elétrica, considerando a técnica da Teoria de Portfólios de Markowitz, o método CAPM (“*Capital Asset Pricing Model*”) o método VaR (“*Value-at-Risk*”) e o método CVaR (“*Conditional Value-at-Risk*”).

Sousa (2007) faz um comparativo entre os preços praticados por 10 diferentes distribuidoras. Faz uma análise de preços de indiferença no curto prazo, usando uma metodologia para definição de um preço máximo para aquisição de energia no ACL, a partir do qual não é vantajoso para o consumidor cativo tornar-se livre.

Silva (2007) propõe um modelo de planejamento de demanda de energia, com uso de simulação dinâmica, que contempla a decisão dos consumidores, no processo de migração entre os ambientes de contratação, e as atuais regras de comercialização na projeção da demanda de distribuidoras com aplicação na definição de estratégias destas empresas, auxiliando as decisões de contratação de energia. O modelo apresentado objetiva complementar o modelo tradicional de projeção de demanda de distribuidoras. O trabalho tem foco no efeito da migração de consumidores entre os mercados sobre o planejamento da demanda de distribuidoras.

Nagaoka *et al.* (2007) apresentam um trabalho que tem por objetivo analisar a viabilidade econômica de um projeto de investimento em cogeração de energia elétrica em uma usina sucroalcooleira com vistas à comercialização de excedentes, sob condições de risco, utilizando o Método de Monte Carlo. A análise foi realizada considerando dois cenários, a possibilidade ou não de obtenção de financiamento e nível de eficiência de queima do bagaço de 3 toneladas para geração de 1 MW. Os resultados mostram que o projeto de investimento é viável economicamente quando há condições de obtenção de financiamento e inviável economicamente para situações em que não há possibilidades de obtenção de financiamento.

Carvalhaes e Gomes (2007) apresentam a aplicação de um modelo de decisão no setor de comercialização de energia elétrica, no qual um grande consumidor poderá migrar para o mercado livre de energia, bem como de retornar ao mercado cativo. Utilizando o modelo binomial e a metodologia de opções reais, o trabalho analisa a aplicação do modelo no período de 2004 a 2006 e, posteriormente, faz inferência ao período de 2007 a 2009, indicando em cada momento qual a melhor opção de mercado e mensurando a opção de migração. Os resultados indicam o mercado livre como a melhor opção em ambos os períodos, mas também sinalizam a preocupação das grandes indústrias com os preços futuros de energia, políticas governamentais e com a situação energética do país.

Aguiar (2008) apresenta um trabalho sobre critérios de decisão na migração de consumidores para o ambiente de contratação livre, através de uma análise de comparação entre os 2 ambientes de contratação de energia elétrica utilizando dois critérios de análise distintos. No primeiro é feito o cálculo dos custos de energia no ambiente cativo num determinado período de tempo e comparado com a estimativa de custos caso o consumidor estivesse no mercado livre; encontrando assim, um preço de indiferença (aplicando o VPL). No segundo optou por um método multicritério de apoio à decisão: ELECTRE I - método de apoio multicritério à decisão, que se baseia na relação de sobreclassificação de forma a tentar ajudar o consumidor em sua escolha. Os critérios de decisão utilizados foram o preço da energia e a flexibilidade contratual.

Almeida (2009) analisa a dinâmica da evolução dos custos cativos totais e os custos do uso da rede no mercado livre, entre 1999 e 2008, bem como o impacto dessa evolução sobre a viabilidade de migração para o mercado livre. A partir do cálculo dos custos cativos e dos custos livres regulados, para um consumidor típico de alta tensão, estima o preço máximo da energia a ser contratada no mercado livre, de modo a se garantir um dado prêmio de economia com a migração. Conclui que, após muita oscilação ao longo dos últimos 10 anos, os preços

de equilíbrio passaram a apresentar alguma estabilidade ao final do ano de 2008. Este resultado decorre da estabilidade econômica apresentada pelo Brasil em anos recentes, e também da política tarifária adotada pela Aneel que tem primado pela separação entre serviços e *commodity*.

Caminada e Ramos (2009) disponibilizam resultados apontando estratégias para contratação de energia elétrica para consumidores livres, emulando a formação dos preços dos contratos de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) e no Ambiente de Contratação Regulado (ACR). Avalia as opções de contratação de um grande consumidor no ACL, tendo como balizador o preço da energia praticada no ACR.

Ribeiro e Saidel (2009) abordam, no artigo, o processo de gestão de contratos de consumidores especiais no ACL, de acordo com as Regras e Procedimentos de Comercialização versão janeiro de 2008, alterados para atender às exigências da Resolução ANEEL nº 247, de 21 de dezembro de 2006. Embora a resolução tenha aumentado a possibilidade de acesso ao mercado livre por empresas do setor comercial, alguns aspectos do processo de gestão de contratos representam entraves para estas empresas, e são discutidas no trabalho. Apresenta uma análise da atratividade da contratação de energia incentivada para empresa do setor comercial.

De acordo com a literatura consultada, os trabalhos abordam, separadamente, alternativas de fornecimento de energia para consumidores como a análise de migração do mercado regulado para o mercado livre, a viabilidade da autoprodução ou da cogeração. As alternativas de fornecimento de energia não são tratadas conjuntamente, o que é realizado no trabalho aqui proposto através de uma metodologia que permite aos consumidores industriais do grupo A, uma análise de custos de energia referentes as alternativas de fornecimento de energia, regulamentadas pela Aneel a esses consumidores.

2.5 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

Com as mudanças ocorridas no setor elétrico brasileiro surge a figura do consumidor livre e do produtor independente como alternativa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores potencialmente livres do Grupo A, associada a já existente alternativa de autoprodução.

A autoprodução embora já existente no período anterior a reforma, foi desestimulada nas décadas de 70 e 80, segundo PIERONI (2005), devido à política de elevados investimentos e contenção tarifária adotada pelo governo, disponibilizando energia segura e barata o que inviabilizava os projetos de geração própria.

Com a regulamentação da autoprodução, através do Decreto nº 2003/1996, surgiram, novos incentivos para a autoprodução, como comercialização de excedentes de energia além da possível economia com custos com energia e a garantia de abastecimento não expondo a empresa aos apagões como os ocorridos em 2001 e recentemente em novembro de 2009.

A liberdade de livre escolha do fornecedor de energia, liberando da compra regulamentada, permite ao consumidor uma análise mais criteriosa dos custos finais com energia elétrica realizando um comparativo de custos entre as diferentes alternativas. Esta abertura permite que as indústrias possam analisar e reavaliar dentre as alternativas viáveis, qual a melhor opção de fornecimento de energia elétrica de modo a atender à demanda de sua planta reduzindo os custos finais de energia.

A análise da alternativa mais viável economicamente, dentre as regulamentadas pela Aneel, não é contemplada em sua totalidade em trabalhos pesquisados. Neste sentido, o presente trabalho busca apresentar uma metodologia que auxilie o consumidor, na tomada de decisão, diante das alternativas de fornecimento de energia elétrica, analisando a que lhe proporcione maior economia com energia.

O próximo capítulo apresenta a metodologia e o modelo propostos neste trabalho.

3 METODOLOGIA E MODELO PROPOSTOS

3.1 INTRODUÇÃO

Com objetivo de sistematizar as alternativas de fornecimento de energia elétrica, regulamentadas pela Aneel, este capítulo apresenta a metodologia e o modelo propostos no presente trabalho.

3.2 METODOLOGIA PROPOSTA

Com objetivo de auxiliar à tomada de decisão do consumidor, pertencente ao Grupo A, atendido nas tensões de 230 kV a 2,3 kV, somente plantas industriais, quanto a alternativa de fornecimento de energia elétrica com menor custo, propõe-se uma metodologia de análise comparativa das diferentes alternativas de fornecimento.

A metodologia permite avaliar o custo dispendido em cada alternativa, e indica a alternativa de menor custo. Na tomada de decisão, além do custo, alguns fatores devem ser considerados, como a importância da energia no processo produtivo, o valor da energia comparado com os custos de outros insumos e com a rentabilidade do negócio, a capacidade de reduzir ou ampliar consumo, prazos de migração. Ainda, em caso de troca entre os ambientes de contratação de energia, ACR e ACL, há custos com o sistema de medição e faturamento, dentre outros, que dependem do perfil de cada planta industrial. Estes custos não são considerados neste trabalho.

A metodologia proposta é apresentada na Figura 4 e descrita logo a seguir.

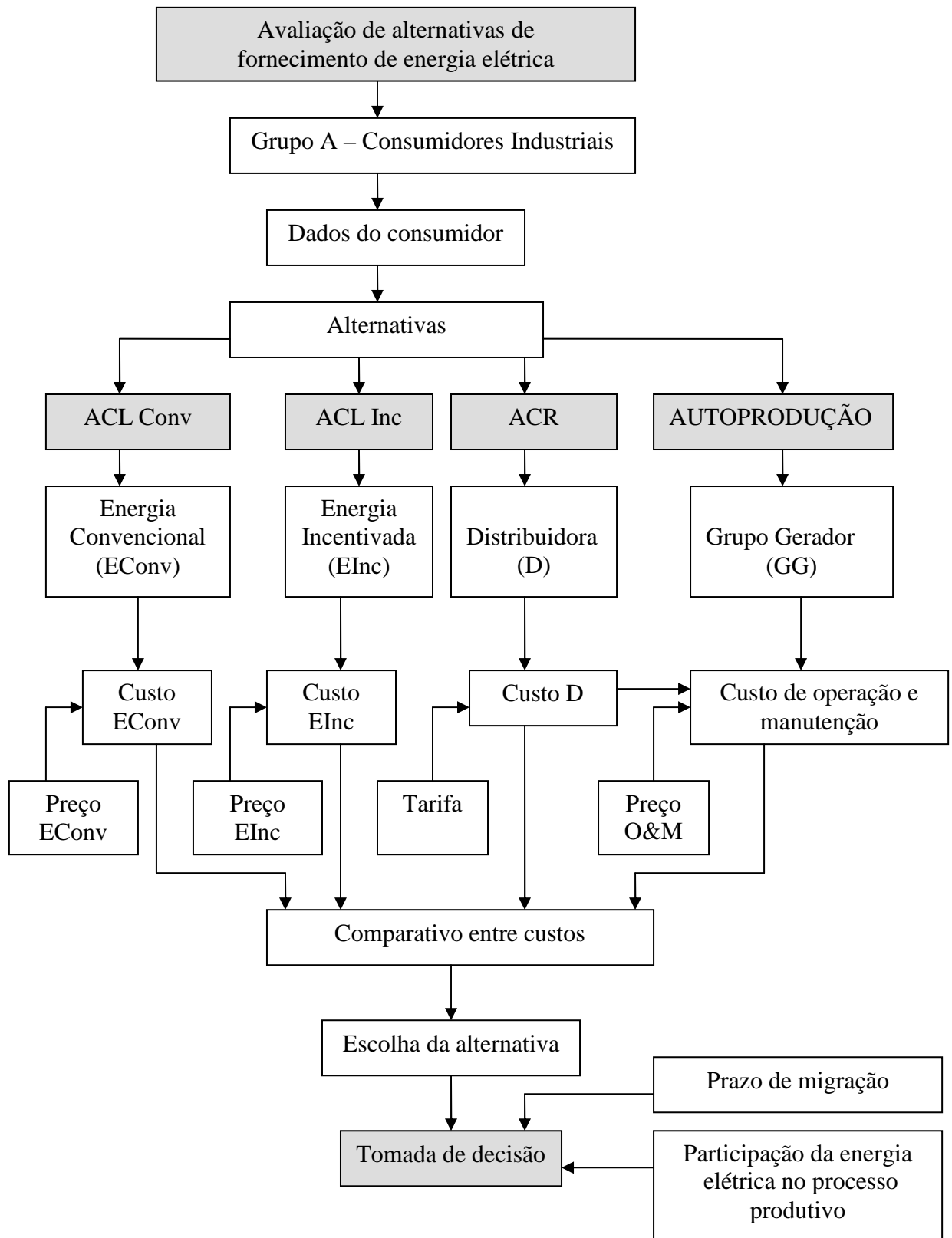


Figura 4 Estrutura geral da metodologia proposta.

A metodologia contempla as novas possibilidades de fornecimento ao consumidor, oferecidas após a reestruturação do setor elétrico, ou seja, atendimento através do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), via da distribuidora local e do Ambiente de Contratação Livre (ACL) através de energia convencional ou incentivada. A alternativa de Autoprodução, possibilitada no período anterior à reestruturação do setor elétrico e mantida no atual modelo de mercado, também, é considerada.

A construção da metodologia baseia-se na regulamentação atual, considera no Grupo A os subgrupos A1 (230 kV), A2 (88 kV a 138 kV), A3 (69 kV) e A4 (25 kV a 2,3 kV). Destaca-se que, os subgrupos A3a (30kV a 44 kV) e AS (subterrâneo) não são considerados, pois não se enquadram no objeto de estudo do presente trabalho.

O subgrupo AS é comum em grandes centros onde o sistema de distribuição de energia é subterrâneo. Este sistema não é encontrado na maioria das cidades brasileiras. Quanto ao subgrupo A3a, nem todas as distribuidoras, pertencentes ao sistema elétrico brasileiro, dispõe desta rede.

A Figura 4 mostra que, para dar início a análise das alternativas, é necessário identificar o consumidor, através dos “*Dados do consumidor*”, que compreende: demanda na ponta e fora de ponta (mês a mês), consumo de energia na ponta e fora de ponta (mês a mês), subgrupo tarifário, estrutura tarifária e as tarifas aplicadas pela distribuidora local.

A partir destas informações e de premissas básicas como tributos federais e estaduais, que incidem nas tarifas das distribuidoras, preços de mercado para energia proveniente de fonte convencional e incentivada e custo de operação e manutenção de grupo gerador são determinados, para cada uma das “*Alternativas*”, os custos com a aquisição de energia. No ambiente regulado (ACR) a variável determinante nos custos com energia é a tarifa aplicada pela distribuidora local.

No ambiente livre (ACL) são considerados, além do preço da energia, proveniente de fonte convencional ou incentivada, os custos com o uso do fio (TUST/TUSD) da distribuidora e o encargo devido, como agente da CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Para a autoprodução, utilizando grupo gerador, é necessário, além das tarifas aplicadas pela distribuidora, o custo de operação e manutenção do grupo gerador (combustível, lubrificantes, correias).

De posse destes valores, é realizado um “*Comparativo entre custos*” para a “*Ecolha da alternativa*” que melhor atenda o propósito de redução de custo com energia. A “*Tomada de decisão*” é feita considerando a alternativa de menor custo, aliada ao cumprimento do “*Prazo de migração*” e a “*Participação da energia elétrica no processo produtivo*” da planta industrial .

Com base na metodologia descrita anteriormente, a próxima seção apresenta o modelo matemático elaborado para análise do problema sob investigação.

3.3 MODELO PROPOSTO

O modelo matemático proposto, para obtenção dos custos de energia elétrica relativos a cada uma das alternativas de fornecimento de energia, custos nos ambientes de contratação regulado e livre e custos com autoprodução, será detalhado no que segue.

As tarifas de aquisição de energia e de uso dos sistemas de distribuição e transmissão fazem parte da composição dos custos, e suas definições podem ser encontradas no Anexo A. Neste anexo encontram-se, também, a identificação dos encargos setoriais e tributos.

3.3.1 Custos no ACR

Para determinação dos custos de aquisição de energia no ACR são necessários os dados do consumidor, tarifas aplicadas pela concessionária local e os valores dos tributos PIS/COFINS e ICMS. Todos os custos são determinados em base anual.

Os **custos de demanda** são determinados através das expressões (1) e (2), como segue.

$$CDp = TDp * Dp * 12 \quad (1)$$

$$CDfp = TDfp * Dfp * 12 \quad (2)$$

Onde, CDp é o Custo de Demanda no horário de ponta, (R\$), TDp é a Tarifa final de Demanda no horário de ponta, (R\$/kW), Dp é a Demanda no horário de ponta, (kW), CDfp é o Custo de Demanda no horário fora de ponta, (R\$), TDfp é a Tarifa final de Demanda no horário fora de ponta, (R\$/kW) e Dfp é a Demanda no horário fora de ponta, (kW).

Os **custos de consumo** de energia são determinados através das expressões (3) e (4):

$$CEp = TEp * Ep \quad (3)$$

$$CEfp = TEfp * Efp \quad (4)$$

Onde, CEp é o Custo de Energia no horário de ponta, (R\$), TEp é a Tarifa final de Energia no horário de ponta, (R\$/kWh), Ep é a Energia no horário de ponta, (kWh), CEfp é o Custo de Energia no horário fora de ponta, (R\$), TEfp é a Tarifa final de Energia no horário fora de ponta, (R\$/kWh) e Efp é a Energia no horário fora de ponta, (kWh).

Como as alíquotas de PIS/COFINS e ICMS incidem sobre as tarifas de energia, para a determinação do **valor final da tarifa**, de forma a considerar a inclusão destes tributos, foi aplicada a expressão (5).

$$\text{Valor final da tarifa} = A / B \quad (5)$$

Onde, A é o Valor da tarifa publicada pela ANEEL e B é a expressão $\{1 - (\text{alíq.PIS} + \text{alíq.COFINS} + \text{alíq.ICMS})\}$.

O custo total de aquisição de energia para um consumidor no ambiente de contratação regulada (ACR) é obtido através do somatório das expressões de (1) a (4).

Para a determinação de custo total de aquisição de energia para um consumidor A1, consumidor conectado em tensão igual ou superior a 230 kV, é realizado o somatório das expressões (1), (3) e (4) visto que este consumidor não paga demanda no horário fora de ponta. Da mesma forma, é obtido o custo total de aquisição de energia, para um consumidor A4, optante pela tarifa horo-sazonal verde, que paga uma única tarifa de demanda.

3.3.2 Custos no ACL

Para a determinação de custos de aquisição de energia no ambiente de contratação livre (ACL), além dos dados da planta industrial e dos tributos, faz-se necessário informações dos preços da energia no ACL proveniente de fonte convencional e incentivada, para determinação do custo relativo ao contrato de energia, das tarifas das concessionárias aplicadas aos consumidores livres e especiais de uso do sistema de distribuição (TUSD) e do valor da contribuição devida a CCEE.

Conforme Trade Energy², comercializadora de energia autorizada pela Aneel, são 4 o número de contratos celebrados por um consumidor livre, contrato de compra e venda de energia (CCVE), contrato financeiro, contrato de conexão ao sistema de distribuição (CCD), contrato sem custo, contrato de uso do sistema de distribuição (CUSD), com tarifas reguladas pela Aneel e o contrato de gerenciamento e representação na CCEE (CGRC), com custo.

Neste trabalho, a seguir, é detalhada a forma de determinação dos custos finais de aquisição de energia no ambiente de contratação livre para consumidores dos subgrupos A2, A3 e A4.

² Disponível em:< <http://tradeenergy.com.br/Legislação/Consumidor Livre/Contratos>>. Acesso em: 8 jul. 2009.

O **custo de contrato de energia** é assim definido: no contrato de energia é acrescido 3% no total da energia consumida pela indústria ao longo do ano (ponta e fora da ponta) para cobrir eventuais perdas na Rede Básica, resultando na expressão (6).

$$\text{CustoContrato} = \{(\text{Ep} + \text{Efp}) * (1 + \text{PerdasRB})\} * \text{PreçoEnergiaACL} \quad (6)$$

Onde, **CustoContrato** é o Custo de contrato de energia, (R\$), **Ep** é a Energia no horário de ponta, (MWh), **Efp** é a Energia no horário fora de ponta, (MWh), **PerdasRB** são as Perdas na Rede Básica, (%) e **PreçoEnergiaACL** é o Preço da Energia no ACL proveniente de fonte convencional ou incentivada, (R\$/MWh).

O cálculo dos **custos devido ao uso do sistema de distribuição (TUSD)** é realizado conforme mostram as expressões (7) a (9).

$$\text{CTUSDDp} = \text{Dp} * \text{TTUSDDp} * 12 \quad (7)$$

$$\text{CTUSDDfp} = \text{Dfp} * \text{TTUSDDfp} * 12 \quad (8)$$

$$\text{CTUSDEnc} = (\text{Ep} + \text{Efp}) * \text{TTUSDEnc} \quad (9)$$

Onde, **CTUSDDp** é o Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação a demanda no horário de ponta, (R\$), **Dp** é a Demanda no horário de ponta, (kW), **TTUSDDp** é a Tarifa final devido ao uso do sistema de distribuição, em relação a demanda no horário de ponta, (R\$/kW), **CTUSDDfp** é o Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação a demanda no horário fora de ponta, (R\$), **Dfp** é a Demanda no horário fora de ponta, (kW), **TTUSDDfp** é a Tarifa final devido ao uso do sistema de distribuição, em relação a demanda no horário fora de ponta, (R\$/kW), **CTUSDEnc** é o Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação ao consumo de energia, (R\$), **Ep** é a Energia no horário de ponta, (MWh), **Efp** é a Energia no horário fora de ponta, (MWh) e **TTUSDEnc** é a Tarifa final devido ao uso do sistema de distribuição, em relação ao consumo de energia, (R\$/MWh).

A determinação do custo devido ao encargo cobrado pela CCEE é realizada com uso da expressão (10).

$$\text{CustoEncCCEE} = (\text{Ep} + \text{Efp}) * \text{EncCCEE} \quad (10)$$

Onde, CustoEncCCEE é o Custo devido ao encargo cobrado pela CCEE, (R\$), EncCCEE é o encargo devido a CCEE, (R\$/MWh), Ep é a energia no horário de ponta, (MWh) e Efp é a energia no horário fora de ponta, (MWh).

O custo total de aquisição de energia para os subgrupos de consumidores A2, A3 e A4, referidos anteriormente, no ambiente de contratação livre (ACL) proveniente de fonte convencional ou incentivada é obtido através do somatório das expressões de (6) a (10).

A determinação de custos de aquisição de energia para consumidores industriais pertencentes ao subgrupo A1, difere um pouco da forma de determinação destes custos para os consumidores pertencentes aos demais subgrupos do grupo A.

Estes consumidores, conectados diretamente a rede básica, pagam tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST). Segundo especialista em comercialização de energia elétrica da Electra Energy, “a TUST para consumidor livre A1 é calculada individualmente e há resolução homologatória específica para TUST de cada consumidor A1 do país”. Desta forma, não é possível determinar exatamente o valor da TUST de um consumidor antes da publicação da resolução pela Aneel³.

A seguir, será apresentado o cálculo para a determinação de custos devido ao uso do sistema de transmissão e, posteriormente, a determinação de custo total de aquisição de energia para um consumidor livre A1.

³ Informação fornecida por M. OTTE – Diretor de Operações da Electra Energy, através de consulta realizada por meio de correio eletrônico, em 19/8/2009.

A determinação de **custos devido ao uso do sistema de transmissão (TUST)** é dada pelas expressões (11) a (13).

$$CTUST_{fio} = D_p * TTUST_{fio} \quad (11)$$

$$CTUST_{Enc} = (E_p + E_{fp}) * TTUST_{Enc} \quad (12)$$

$$TTUST_{Enc} = Enc_{CCC} + Enc_{CDE} + PROINFA \quad (13)$$

Onde, $CTUST_{fio}$ é o Custo da tarifa devido ao uso do sistema de transmissão, em relação a demanda, (R\$), D_p é a Demanda no horário de ponta, (kW), $TTUST_{fio}$ é a Tarifa devido ao uso do sistema de transmissão, em relação a demanda, (R\$/kW), $CTUST_{Enc}$ é o Custo da tarifa devido ao uso do sistema de transmissão, em relação ao consumo de energia, (R\$), E_p é a Energia no horário de ponta, (MWh), E_{fp} é a Energia no horário fora de ponta, (MWh), $TTUST_{Enc}$ é a Tarifa devido ao uso do sistema de transmissão, em relação ao consumo de energia, (R\$/MWh), Enc_{CCC} é o Encargo setorial tarifário da Conta de Consumo de Combustível (CCC) devido ao uso do sistema de transmissão, em relação ao consumo de energia, (R\$/MWh), Enc_{CDE} é o Encargo setorial tarifário da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) devido ao uso do sistema de transmissão, em relação ao consumo de energia, (R\$/MWh), e $PROINFA$ é o Encargo setorial tarifário do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), devido ao uso do sistema de transmissão, em relação ao consumo de energia, (R\$/MWh).

O custo total de aquisição de energia para o consumidor livre A1 é obtido através da soma das expressões (6), (10), (11) e (12).

Para esta alternativa de fornecimento, ainda existe o investimento realizado em relação ao Sistema de Medição e Faturamento (SMF) caso o consumidor opte em migrar do mercado cativo para o livre. Conforme mencionado anteriormente, neste trabalho, o investimento no SMF não será modelado, por tratar-se de custo inicial que é amortizado. Somente os custos com energia são objeto do trabalho, por representarem custos permanentes.

Ainda, entre as alternativas de fornecimento de energia elétrica, o consumidor poderá fazer uso de grupo gerador junto à planta industrial, cujos custos são mostrados na próxima seção.

3.3.3 Custos com Autoprodução

Para a determinação dos custos de autoprodução, considerando a entrada de um grupo gerador no horário de ponta, além das informações já conhecidas, dados do consumidor e tarifas das distribuidoras, é realizada uma redução de demanda contratada no horário de ponta possibilitada pelo Decreto nº 5.163 de 2004, como mencionado no Capítulo 2.

O contrato de fornecimento de energia elétrica com a distribuidora permanece para o atendimento da planta no horário fora de ponta, porém com redução de demanda no horário de ponta. A opção de alteração da demanda contratada é disponibilizada pelas concessionárias de distribuição caso o cliente constate que a parcela da demanda medida é superior ou inferior à respectiva demanda contratada, e deseja alterar o valor desta última no contrato de fornecimento.

A redução de demanda deverá ser solicitada à concessionária com antecedência mínima de 180 (cento e oitenta) dias. Exceção feita quando houver a implementação de medidas de conservação, incremento à eficiência e ao uso racional da energia elétrica, comprováveis pela concessionária, que resultem em redução da demanda de potência e/ou de consumo de energia elétrica ativa. Deverá ser observado o valor mínimo contratável de 30 kW para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária convencional ou em pelo menos um dos segmentos horo-sazonais para unidades consumidoras faturadas na estrutura tarifária horo-sazonal (Resolução 456).

Uma vez atendida a solicitação de redução de demanda, uma nova solicitação somente poderá ser realizada após 12 meses.

A entrada de grupo gerador, normalmente utilizado para fornecer energia no horário de ponta, modifica o custo total de consumo de energia pois não existirá fornecimento de energia da concessionária neste período. Porém, para a utilização do grupo gerador, é atribuído um custo de operação e manutenção, que varia conforme a potência, o modelo e o fabricante, para cobrir despesas com combustível, lubrificantes e pequena manutenção (filtros, correias, etc.).

A forma utilizada para determinar os custos finais de aquisição de energia, considerando a entrada de grupo gerador no horário de ponta, é apresentada a seguir.

A determinação dos **custos no ACR** é dada pela expressão (14) e, também, pelas expressões (2), que determina o custo de demanda no horário fora de ponta, e (4), que determina o custo de energia no horário fora de ponta.

$$CDp = TDp * DpRED * 12 \quad (14)$$

Onde, CDp é o Custo de Demanda no horário de ponta, (R\$), TDp é a Tarifa final de Demanda no horário de ponta, (R\$/kW) e DpRED é a Demanda reduzida no horário de ponta, (kW).

Para a determinação do custo de energia no horário de ponta é utilizada a expressão (15).

$$CEp = Ep * C_{O\&Mger} \quad (15)$$

Onde, CEp é o Custo de Energia no horário de ponta, (R\$), Ep é a Energia no horário de ponta, (MWh) e $C_{O\&Mger}$ é o Custo de operação e manutenção do gerador, (R\$/MWh).

O custo total de aquisição de energia considerando a entrada de um grupo gerador no horário de ponta é obtido através do somatório das expressões (2), (4), (14) e (15).

Para os primeiros meses de utilização desta alternativa de fornecimento de energia, têm-se, associada aos custos de energia, os custos de a aquisição do gerador. Como o investimento relativo à aquisição do gerador será amortizado, até finalizar e, sendo o

objetivo principal deste trabalho, comparar custos somente de energia entre as diferentes alternativas de fornecimento de energia, este custo não foi incluído.

O próximo capítulo trata da aplicação do modelo proposto e analisa os custos de energia referente às alternativas de fornecimento de energia, através de estudos de caso.

4 APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo apresenta os principais resultados obtidos, através de estudos de caso, com uso do modelo matemático proposto no capítulo anterior e implementado em planilha excell, para análise de custos de aquisição de energia elétrica para consumidores da classe industrial, na utilização das diferentes formas de fornecimento de energia elétrica.

Em todas as análises são utilizados os dados de demanda e consumo das indústrias em estudo, considerando o fator de potência igual a 0,92 durante todo o período, de modo a desconsiderar pagamento de excedente de energia reativa. Para os consumidores pertencentes aos subgrupos A1, A2 e A3, devido a obrigatoriedade, é aplicada a tarifação horo-sazonal azul, enquanto que para o subgrupo A4, que pode optar entre a tarifação horo-sazonal azul ou verde, conforme o seu perfil, ambas são utilizadas.

As tarifas, estabelecidas segundo resolução da Aneel, de três distribuidoras típicas do setor elétrico brasileiro foram utilizadas. Ao final do capítulo é apresentado um quadro comparativo dos custos de energia, com as três distribuidoras, para as alternativas analisadas.

O Quadro 1 apresenta os percentuais de PIS/COFINS mensais aplicados no ano de 2008 por uma das distribuidoras utilizadas nos estudos de caso.

MÊS	PIS (%)	COFINS (%)
Janeiro	0,6155	2,7911
Fevereiro	0,0201	0,0612
Março	0,3907	1,8019
Abril	1,1311	5,2330
Maio	1,4709	6,7830
Junho	1,4272	6,5484
Julho	1,0109	4,6134
Agosto	0,4303	1,95513
Setembro	0,3124	1,4376
Outubro	0,7551	3,4945
Novembro	1,3147	6,0611
Dezembro	1,5070	6,9184

Quadro 1 Percentuais PIS/COFINS mensais/2008.

As alíquotas de PIS e COFINS utilizadas, neste trabalho, foram obtidas através da média das alíquotas dos 12 meses do ano de 2008. O Quadro 2 mostra os tributos e respectivas alíquotas médias, aplicadas nas tarifas de energia, independente da distribuidora utilizada, pois a média encontra-se na faixa dos 5% a 6%. Ainda, as premissas básicas, válidas para todas as alternativas, na determinação do custo anual com energia são os tributos mostrados neste Quadro 2.

TRIBUTOS	ALÍQUOTAS %
PIS	0,8655
COFINS	3,9746
ICMS	17

Quadro 2 Tributos e alíquotas.

Aqui também são apresentadas nos Quadros 3, 5 e 7, respectivamente, as tarifas aplicadas pelas distribuidoras através de Resoluções da Aneel e disponibilizadas no site desta, para os consumidores regulados, livres e especiais com desconto de 50% na parcela fio do sistema de distribuição, e utilizadas nos estudos de caso a seguir.

Conforme comentado no Capítulo 3, para o ajuste da tarifa final, a ser cobrada do consumidor, considerando a inclusão dos tributos, foi utilizada a expressão (5). Os Quadros 4, 6 e 8 mostram estas tarifas para consumidores regulados, livres e especiais, respectivamente.

Tarifa horo-sazonal azul	Distribuidoras	DEMANDA (R\$/kW)		ENERGIA (R\$/MWh)			
		PONTA	F.PONTA	PONTA		F.PONTA	
				SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1	1	5,30	0,00	206,80	186,88	128,34	116,78
	2	6,23	0,00	275,53	248,50	169,11	153,43
	3	10,13	0,00	208,65	188,60	129,67	118,03
A2	1	21,01	2,78	206,80	186,88	128,34	116,78
	2	20,94	3,42	275,53	248,50	169,11	153,43
	3	26,15	3,01	208,65	188,60	129,67	118,03
A3	1	24,98	4,24	206,80	186,88	128,34	116,78
	2	23,71	4,63	275,53	248,50	169,11	153,43
	3	27,93	3,98	208,65	188,60	129,67	118,03
A4	1	38,39	9,46	206,80	186,88	128,34	116,78
	2	39,11	10,54	275,53	248,50	169,11	153,43
	3	37,70	8,00	208,65	188,60	129,67	118,03

Quadro 3 Tarifas das distribuidoras para consumidores regulados.

Tarifa horo-sazonal azul	Distribuidoras	DEMANDA (R\$/kW)		ENERGIA (R\$/kWh)			
		PONTA	F.PONTA	PONTA		F.PONTA	
				SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
A1	1	6,78	0,00	0,26458	0,23910	0,16420	0,14941
	2	7,97	0,00	0,35252	0,31794	0,21636	0,19630
	3	12,96	0,00	0,26695	0,24130	0,16590	0,15101
A2	1	26,88	3,55	0,26458	0,23910	0,16420	0,14941
	2	26,79	4,37	0,35252	0,31794	0,21636	0,19630
	3	33,46	3,85	0,26695	0,24130	0,16590	0,15101
A3	1	31,96	5,42	0,26458	0,23910	0,16420	0,14941
	2	30,33	5,92	0,35252	0,31794	0,21636	0,19630
	3	35,73	5,09	0,26695	0,24130	0,16590	0,15101
A4	1	49,12	12,10	0,26458	0,23910	0,16420	0,14941
	2	50,04	13,48	0,35252	0,31794	0,21636	0,19630
	3	48,23	10,23	0,26695	0,24130	0,16590	0,15101

Quadro 4 Tarifas com a inclusão dos tributos para consumidores regulados.

TUSD Consumidores Livres	Distribuidoras	TUSD			
		DEMANDA (R\$/kW)		ENCARGOS (R\$/MWh)	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2	1	21,44	2,83	20,29	20,29
	2	15,58	2,55	16,38	16,38
	3	26,25	3,02	20,58	20,58
A3	1	25,48	4,33	20,29	20,29
	2	17,65	3,45	16,38	16,38
	3	28,05	4,00	20,58	20,58

Quadro 5 Tarifas das distribuidoras para consumidores livres.

TUSD Consumidores Livres	Distribuidoras	TUSD			
		DEMANDA (R\$/kW)		ENCARGOS (R\$/MWh)	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
A2	1	27,43	3,62	25,96	25,96
	2	19,93	3,26	20,96	20,96
	3	33,58	3,86	26,33	26,33
A3	1	32,60	5,54	25,96	25,96
	2	22,58	4,41	20,96	20,96
	3	35,89	5,12	26,33	26,33

Quadro 6 Tarifas para consumidores livres com a inclusão dos tributos.

O símbolo “X” utilizado nos Quadros 7, 8 e 18 representa que, para a distribuidora 3 não foi encontrada, na resolução, tarifa regulada para consumidor especial pertencente ao subgrupo A2, constatando – se que a mesma não atendia, até então, consumidor com estas características.

TUSD Consumidores Livres	Distribuidoras	TUSD			
		DEMANDA-DESCONTO DE 50% (R\$/kW)		ENCARGOS (R\$/MWh)	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
Subgrupos					
A2	1	11,01	1,46	20,29	20,29
	2	8,04	1,31	16,38	16,38
	3	X	X	X	X
A3	1	13,08	2,22	20,29	20,29
	2	9,11	1,78	16,38	16,38
	3	15,12	2,15	20,58	20,58
A4	1	20,10	4,95	20,29	20,29
	2	15,02	4,05	16,38	16,38
	3	20,41	4,33	20,58	20,58

Quadro 7 Tarifas das distribuidoras para consumidores especiais.

TUSD Consumidores Livres	Distribuidoras	TUSD			
		DEMANDA-DESCONTO DE 50% (R\$/kW)		ENCARGOS (R\$/MWh)	
		PONTA	F. PONTA	PONTA	F. PONTA
Subgrupos					
A2	1	14,09	1,87	25,96	25,96
	2	10,29	1,68	20,96	20,96
	3	X	X	X	X
A3	1	16,73	2,84	25,96	25,96
	2	11,65	2,28	20,96	20,96
	3	19,34	2,75	26,33	26,33
A4	1	25,72	6,33	25,96	25,96
	2	19,22	5,18	20,96	20,96
	3	26,11	5,54	26,33	26,33

Quadro 8 Tarifas para consumidores especiais com a inclusão dos tributos.

4.2 CASO 1: INDÚSTRIA DE FABRICAÇÃO DE CIMENTO

O consumidor analisado pertence ao subgrupo A3, cujo nível de tensão é 69 kV.

Os dados do consumidor são listados a seguir.

Classe: Industrial.

Demanda contratada no horário de ponta (Dp): 600 kW.

Demanda contratada no horário de fora de ponta (Dfp): 5.800 kW.

Estrutura tarifária: Horo-sazonal azul.

Tarifas aplicadas: Distribuidoras 1, 2 e 3.

O Quadro 9 mostra o consumo de energia deste consumidor durante o ano de 2008.

MESES/ANO	CONSUMO ENERGIA NA PONTA (kWh)	CONSUMO ENERGIA FORA DA PONTA (kWh)
Janeiro/2008	22.061	2.303.840
Fevereiro/2008	26.555	2.770.110
Março/2008	24.576	2.743.790
Abril/2008	24.218	2.646.210
Mai/2008	24.386	3.039.540
Junho/2008	22.002	2.973.390
Julho/2008	21.784	2.907.660
Agosto/2008	29.335	3.556.490
Setembro/2008	25.119	3.098.760
Outubro/2008	23.539	3.545.640
Novembro/2008	23.251	2.936.010
Dezembro/2008	25.143	3.019.100
TOTAL	291.969	35.540.540

Quadro 9 Consumo anual do consumidor A3.

Os dados de demanda e consumo foram obtidos diretamente da fatura de energia do consumidor.

Conforme o Quadro 9, o consumo total de energia no período de ponta (Ep) e fora de ponta (Efp), durante o ano de 2008 foi, respectivamente, 291.969 kWh e 35.540.540 kWh.

A seguir, as simulações de custo para as diferentes alternativas são detalhadas.

No sentido de facilitar a análise do leitor, no que se refere a determinação de custos, neste caso são apresentados os passos para determinação dos custos, através de diagramas de bloco.

4.2.1 Simulação de custo anual no ACR

A Figura 5 mostra a determinação de custo anual de energia no ACR.

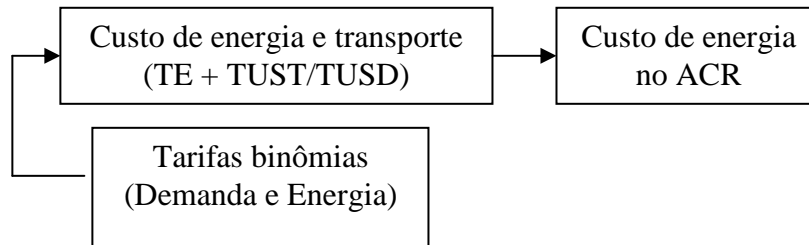


Figura 5 Custo anual de energia no ACR.

Para determinação de custos no ACR, em base anual, são necessárias as tarifas de demanda e energia aplicadas pelas concessionárias. O Quadro 3 apresenta as tarifas aplicadas aos consumidores no período analisado e o Quadro 4 a tarifa final.

Na simulação do custo total de energia no ACR, foram determinados os custos de demanda no horário de ponta (D_p), demanda no horário fora de ponta (D_{fp}), energia no horário de ponta (E_p) e energia no horário fora da ponta (E_{fp}) através das expressões de (1) a (4) e, após, realizado o somatório destas. Os custos de energia tanto no horário de ponta quanto fora de ponta, foram calculados conforme os períodos, seco e úmido.

O Quadro 10 demonstra o custo anual de energia, em diferentes distribuidoras, para o consumidor A3, no ambiente regulado.

Distribuidoras	Demanda ponta (R\$)	Demanda fora ponta (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	230.112,88	377.564,45	74.127,44	5.636.405,43	6.318.210,21
2	218.413,79	412.293,26	98.686,94	7.419.209,20	8.148.603,19
3	257.287,94	354.411,92	74.798,13	5.695.502,58	6.382.000,57

Quadro 10 Custo total anual de energia no ACR.

4.2.2 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Convencional

A Figura 6 mostra a determinação de custo anual de energia no ACL com fonte convencional.

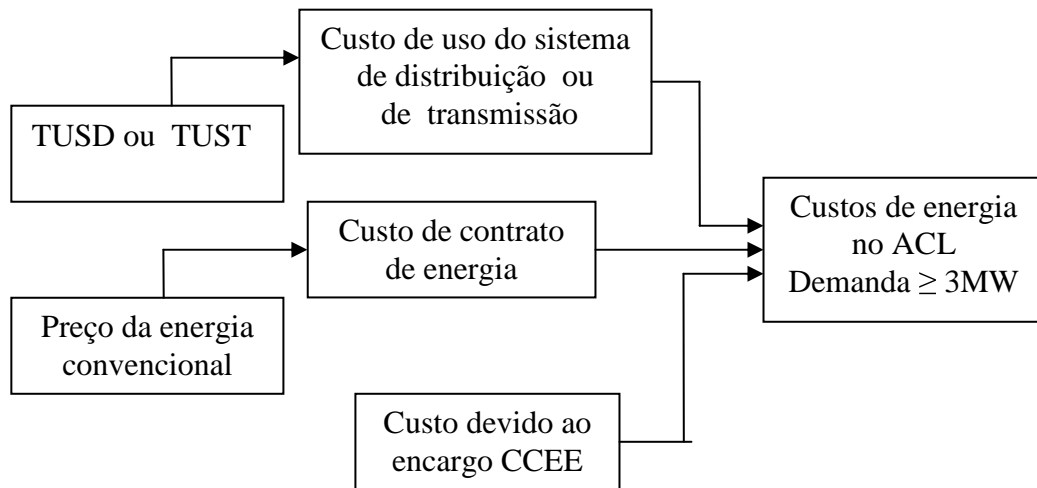


Figura 6 Custo anual de energia no ACL com fonte convencional.

A TUST (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão), apresentada na Figura 6, é aplicada somente ao consumidor A1, conforme mostrado no Caso 4. Os demais consumidores, A2, A3 e A4, estão sujeitos ao pagamento da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição).

Para esta simulação, são necessárias as tarifas praticadas pelas distribuidoras para o uso do sistema de distribuição (TUSD), constituída de TUSD demanda e TUSD encargos apresentadas no Quadro 5. O Quadro 6 mostra a tarifa final com a inclusão dos tributos.

Na simulação de custo de aquisição de energia no ACL, foram determinados os custos devido, ao contrato de energia, considerando o acréscimo de 3% de perdas de rede básica, ao uso do sistema de distribuição de energia elétrica (TUSD-Demanda e TUSD-Encargos) e ao encargo cobrado pela CCEE. Estas considerações foram realizadas com base em Cunha, (2009).

Através da utilização das expressões de (6) a (10) e, após, realizado o somatório destas obtém-se o custo total de energia no ACL.

O consumidor livre como agente da CCEE participa do rateio dos custos operacionais portanto, foi considerado R\$ 3,00/MWh como encargo devido à CCEE.

Andrade informou que o preço médio balizado para contratos bilaterais de energia proveniente de fonte convencional é R\$ 140,00/MWh, que é um parâmetro de mercado para 2010 a 2013 para contratos de médio e longo prazo⁴.

O Quadro 11 apresenta o custo anual de energia, em diferentes distribuidoras, para o consumidor A3 no mercado livre de energia proveniente de fonte convencional.

Distribuidoras	Contrato de Energia (R\$)	TUSD Demanda ponta (R\$)	TUSD Demanda fora ponta (R\$)	TUSD Encargos (R\$)	Encargos CCEE (R\$)	Total (R\$)
1	5.167.047,80	234.718,83	385.578,79	930.197,72	107.497,53	6.825.040,67
2	5.167.047,80	162.589,77	307.216,36	750.943,26	107.497,53	6.495.294,71
3	5.167.047,80	258.393,37	356.192,88	943.492,81	107.497,53	6.832.624,38

Quadro 11 Custo total anual de energia no ACL com fonte convencional.

4.2.3 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Incentivada

A Figura 7 mostra a determinação de custo anual de energia no ACL com fonte incentivada.

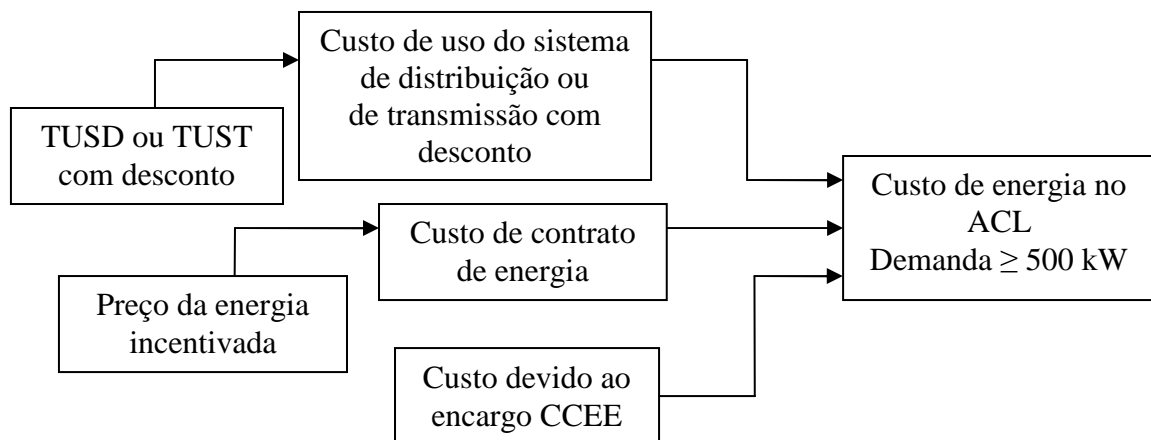


Figura 7 Custo anual de energia no ACL com fonte incentivada.

⁴ Informação fornecida por ANDRADE, L.O.V. – Consultor técnico da Comerc S/A Energia, através de entrevista realizada por meio de correio eletrônico, em 12/8/2009.

A análise de custo relativo à aquisição de energia proveniente de fonte incentivada difere da análise de utilização de energia proveniente de fonte convencional no que se refere ao preço da energia no mercado, que apresenta um custo maior, e nas tarifas de uso do sistema de distribuição, que permitem redução de 50% aos consumidores especiais.

No leilão de energia eólica ocorrido em 14 de dezembro de 2009 o preço médio da energia foi de R\$ 148,39 o MWh, porém esta energia só estará disponível a partir de 2012, segundo o Informe eletrônico sobre empresas de energia elétrica (IFE nº 2637). Na análise realizada foi utilizado o preço médio da energia proveniente de PCH que está entorno de R\$165,00/MWh, que é um parâmetro de mercado.

O Quadro 7 apresenta as tarifas aplicadas pelas distribuidoras com desconto na TUSD de 50% e o Quadro 8 as tarifas finais considerando a inclusão dos tributos.

Da mesma forma que na simulação anterior, o custo total de aquisição de energia no ACL proveniente de fonte incentivada, foi determinado considerando os custos, de contrato de energia, acrescido de 3% de perdas de rede básica, de uso da rede de distribuição (TUSD-Demanda e TUSD-Encargos) e de custo devido ao encargo cobrado pela CCEE, através da utilização das expressões de (6) a (10) e, após, realizado o somatório destas.

No Quadro 12, o custo anual de energia no mercado livre oriunda de fonte incentivada, é mostrado para as diferentes distribuidoras.

Distribuidoras	Contrato de Energia (R\$)	TUSD Demanda ponta (R\$)	TUSD Demanda fora ponta (R\$)	TUSD Encargos (R\$)	Encargos CCEE (R\$)	Total (R\$)
1	6.089.734,90	120.491,45	197.687,05	930.197,72	107.497,53	7.445.608,65
2	6.089.734,90	83.920,27	158.505,83	750.943,26	107.497,53	7.190.601,79
3	6.089.734,90	139.283,70	191.453,67	943.492,81	107.497,53	7.471.462,61

Quadro 12 Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.

4.2.4 Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador

A Figura 8 mostra a determinação de custo anual de energia no ACR e utilização de grupo gerador no horário de ponta.

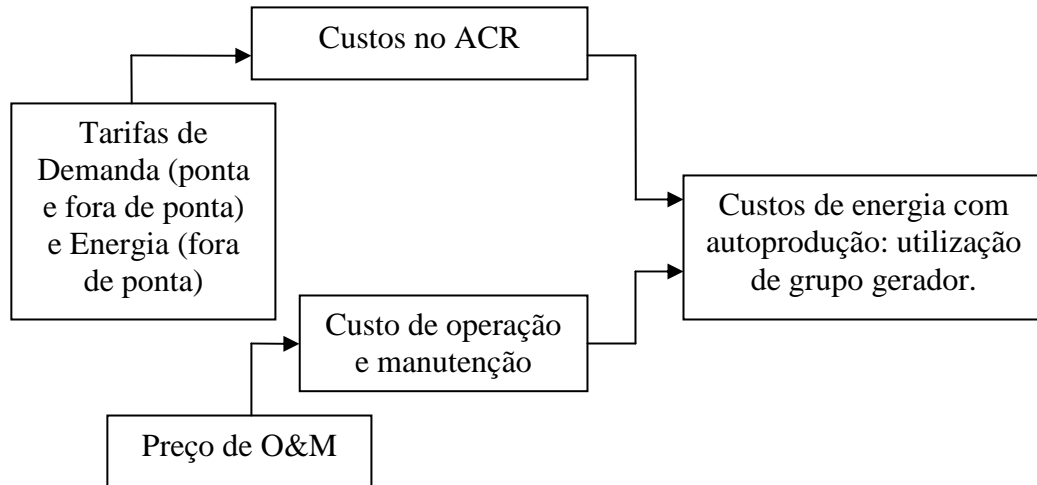


Figura 8 Custo anual de energia na utilização de grupo gerador.

Para a determinação dos custos de energia em função da entrada de um grupo gerador, as premissas básicas são: tarifas de demanda e energia aplicadas pelas distribuidoras, quantidade da demanda reduzida e custo de operação e manutenção do gerador.

Na análise realizada e nas demais simulações de custo na utilização de grupo gerador, foi considerado que os geradores apresentam custo de operação e manutenção de R\$650,00/MWh.

Milano informa que normalmente adota-se um custo aproximado de R\$650/MWh, para geradores a diesel em uma faixa de potência de 350 kVA a 1500 kVA, no qual estão incluídos despesas com combustível, manutenção, etc⁵.

Os Quadros 3 e 4 apresentam, respectivamente, as tarifas das distribuidoras e as tarifas finais aplicadas considerando a inclusão dos tributos, que também são aqui utilizadas devido a manutenção de contrato com a distribuidora, porém, com redução na demanda contratada.

⁵ Informação fornecida por MILANO, P.C. – Engenheiro eletricitista especialista em tarifas de energia elétrica, ex professor da Escola de Engenharia da UFRGS, em resposta a entrevista realizada por meio de correio eletrônico, em 3/9/2009.

Na simulação do custo total de energia, utilizando-se a autoprodução, foram determinados, o custo no ACR através das expressões (2), (4) e (14) e o custo de energia no horário de ponta na utilização do grupo gerador com a expressão (15) e após, o somatório destas expressões.

No Quadro 13 é apresentado o custo anual de aquisição de energia para o consumidor na condição de utilização de grupo gerador no horário de ponta, para as diferentes distribuidoras.

Distribuidoras	Demanda ponta (R\$)	Demanda fora ponta (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	11.505,64	377.564,45	189.779,85	5.636.405,42	6.215.255,38
2	10.920,69	412.293,26	189.779,85	7.419.209,20	8.032.203,00
3	12.864,40	354.411,92	189.779,85	5.695.502,58	6.252.558,74

Quadro 13 Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.

4.2.5 Comparação entre as simulações

O Quadro 14 ilustra o comparativo de custo de aquisição de energia frente às alternativas como, também, destes custos considerando o consumidor atendido em diferentes distribuidoras.

Distribuidoras	ACR	ACL – CONV.	ACL - INC.	AUTOPROD.
1	6.318.210,21	6.825.040,67	7.445.608,65	6.215.255,38
2	8.148.603,19	6.495.294,71	7.190.601,79	8.032.203,00
3	6.382.000,57	6.832.624,38	7.471.462,61	6.252.558,74

Quadro 14 Comparativo de custos para o consumidor A3.

Observa-se, em uma primeira análise, que a melhor alternativa de fornecimento para o consumidor é realizar a autoprodução se o mesmo pertencer ao mercado da Distribuidora 1 ou Distribuidora 3. No entanto, admitindo-se que o custo com um grupo gerador que atenda a demanda da indústria com este perfil está em torno de R\$ 374.000,00 (grupo gerador e instalação) e,

comparando com a economia que teria autoproduzindo a energia em relação a sua permanência no ACR, conclui-se que o investimento inicial a ser realizado é maior que a economia.

Excetuando-se a autoprodução, constata-se que, se este consumidor for atendido pela Distribuidora 1 ou a Distribuidora 3, a melhor alternativa é permanecer no ACR, porque as demais alternativas implicam em custos maiores. As Distribuidoras 1 e 3 apresentam tarifas menores para a condição de consumidor cativo.

Se o consumidor pertencer a área e concessão da Distribuidora 2, que apresenta tarifas de demanda e consumo para consumidores livres menores que as demais, será mais atrativo migrar para o ACL.

4.3 CASO 2: INDÚSTRIA AUTOMOTIVA

O consumidor analisado pertence ao subgrupo A2, cujo nível de tensão varia de 88 kV a 138 kV.

Os dados do consumidor para aplicação do modelo proposto são apresentados a seguir.

Classe: Industrial.

Demanda contratada no horário de ponta (Dp): 6.600 kW.

Demanda contratada no horário de fora de ponta (Dfp): 7.200 kW.

Estrutura tarifária: Horo-sazonal azul.

Tarifas aplicadas: Distribuidoras 1, 2 e 3.

A metodologia utilizada para determinação dos custos de energia para as diferentes alternativas de fornecimento para este consumidor é a mesma utilizada na análise do consumidor A3, apenas houve modificação no que se refere aos dados do consumidor e as tarifas das distribuidoras. Assim sendo, não será repetida as etapas para a obtenção do custo final, somente são apresentados os quadros com os custos para cada alternativa. No final, o quadro comparativo é também mostrado.

O Quadro 15 mostra o consumo de energia do consumidor no ano de 2008.

MESES/ANO	CONSUMO ENERGIA NA PONTA (kWh)	CONSUMO ENERGIA FORA DA PONTA (kWh)
Janeiro/2008	324.720	3.162.486
Fevereiro/2008	319.247	2.981.164
Março/2008	328.810	3.381.155
Abril/2008	347.282	3.324.965
Mai/2008	334.014	3.257.332
Junho/2008	319.073	3.106.781
Julho/2008	366.886	3.281.816
Agosto/2008	368.706	3.498.893
Setembro/2008	352.608	3.353.965
Outubro/2008	401.130	3.660.845
Novembro/2008	326.660	3.168.224
Dezembro/2008	241.567	2.407.615
TOTAL	4.030.703 kWh	38.585.241 kWh

Quadro 15 Consumo anual do consumidor A2.

O Quadro 15 mostra o consumo total, anual, para os horários de ponta e fora de ponta em 4.030.703 kWh e 38.585.241 kWh, respectivamente.

A seguir, as simulações de custo para as diferentes alternativas são apresentadas.

4.3.1 Simulação de custo anual no ACR

O Quadro 16 mostra o custo anual de energia para o consumidor A2 no mercado regulado.

Distribuidoras	Demanda ponta (R\$)	Demanda fora ponta (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	2.128.958,71	307.308,48	1.026.666,86	6.110.108,20	9.573.042,25
2	2.121.865,56	378.055,75	1.366.902,50	8.042.377,62	11.909.200,44
3	2.649.798,68	332.733,28	1.035.967,56	6.174.204,73	10.192.684,25

Quadro 16 Custo total anual de energia no ACR.

4.3.2 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Convencional

O Quadro 17 mostra o custo anual de energia para o consumidor A2 no mercado livre de energia, a partir de fonte convencional.

Distribuidoras	Contrato de Energia (R\$)	TUSD Demanda ponta (R\$)	TUSD Demanda fora ponta (R\$)	TUSD Encargos (R\$)	Encargos CCEE (R\$)	Total (R\$)
1	6.145.219,12	2.172.530,93	312.835,61	1.106.293,00	127.847,83	9.864.726,50
2	6.145.219,12	1.578.732,83	281.883,68	893.103,96	127.847,83	9.026.787,42
3	6.145.219,12	2.659.931,76	333.838,71	1.122.104,98	127.847,83	10.388.942,40

Quadro 17 Custo total anual de energia no ACL com fonte convencional.

4.3.3 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Incentivada

O Quadro 18 mostra o custo anual de energia no ACL proveniente de fonte incentivada para o consumidor A2.

Distribuidoras	Contrato de Energia (R\$)	TUSD Demanda ponta (R\$)	TUSD Demanda fora ponta (R\$)	TUSD Encargos (R\$)	Encargos CCEE (R\$)	Total (R\$)
1	7.242.579,68	1.115.651,38	161.392,22	1.106.293,00	127.847,83	9.753.764,12
2	7.242.579,68	814.699,10	144.810,83	893.103,96	127.847,83	9.223.041,40
3	x	x	x	x	x	Não atende

Quadro 18 Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.

4.3.4 Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador

O Quadro 19 mostra o custo anual de energia utilizando geração própria, em horário de ponta, para o consumidor A2.

Distribuidoras	Demanda ponta (R\$)	Demanda fora ponta (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	9.677,09	307.308,48	2.619.956,95	6.110.108,20	9.047.050,71
2	9.644,84	378.055,75	2.619.956,95	8.042.374,63	11.050.035,17
3	12.044,54	332.733,28	2.619.956,95	6.174.204,73	9.138.939,50

Quadro 19 Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.

4.3.5 Comparação entre as simulações

O Quadro 20 mostra o comparativo de custo de energia entre as alternativas de fornecimento de energia para o consumidor A2, conforme a distribuidora.

Distribuidoras	ACR	ACL – CONV.	ACL - INC.	AUTOPROD.
1	9.573.042,25	9.864.726,50	9.753.764,12	9.047.050,71
2	11.909.200,44	9.026.787,42	9.223.041,40	11.050.035,17
3	10.192.684,25	10.388.942,40	Não atende	9.138.939,50

Quadro 20 Comparativo de custos para o consumidor A2.

Para este consumidor, a situação se repete ao do caso anterior. Mesmo tendo como indicação a autoprodução com uso de gerador na ponta, a economia com energia é pequena se comparada ao investimento inicial para a aquisição dos geradores, que representam alto custo para atendimento de alta demanda. Como a demanda na ponta deste consumidor é onze vezes maior do que do caso anterior (Caso 1), representa um investimento com geradores muito maior, o que torna inviável.

A viabilidade da alternativa de aquisição de energia no ACL, proveniente de fonte convencional, só é indicada se este consumidor estiver vinculado ao mercado da Distribuidora 2, que apresenta tarifas menores para o consumidor livre.

4.4 CASO 3: INDÚSTRIA DE BENEFICIAMENTO DE ARROZ

O consumidor em análise pertence ao subgrupo A4, atendido em nível de tensão de 2,3 kV a 25 kV.

Os dados do consumidor estão listados a seguir.

Classe: Industrial.

Demanda contratada: 1.100 kW.

Estrutura tarifária: Horo-sazonal verde.

Tarifas aplicadas: Distribuidoras 1, 2 e 3.

O Quadro 21 mostra o consumo de energia desse consumidor no ano de 2008.

MESES/ANO	CONSUMO ENERGIA NA PONTA (kWh)	CONSUMO ENERGIA FORA DA PONTA (kWh)
Janeiro/2008	2.098	412.752
Fevereiro/2008	2.146	386.592
Março/2008	3.338	414.912
Abril/2008	3.204	448.896
Mai/2008	3.471	545.184
Junho/2008	3.385	525.264
Julho/2008	3.175	408.960
Agosto/2008	3.499	480.096
Setembro/2008	3.061	466.656
Outubro/2008	2.990	402.768
Novembro/2008	2.632	380.304
Dezembro/2008	3.618	387.888
TOTAL	36.617	5.260.272

Quadro 21 Consumo anual do consumidor A4.

O Quadro 21 mostra que o consumo total anual de energia no horário de ponta e no horário fora de ponta foi, respectivamente, de 36.617 kWh e 5.260.272 kWh.

A seguir, são detalhadas as simulações de custo de energia para as alternativas. Destaca-se que para este consumidor, devido as suas características de demanda e consumo, é possibilitado optar pela tarifação horo-sazonal azul ou verde. Logo, será analisado o custo de energia, no ACR, nas duas tarifações.

4.4.1 Simulação de custo anual no ACR – tarifa azul

O Quadro 3 apresenta as tarifas aplicadas pelas distribuidoras, e o Quadro 4, as tarifas finais considerando os tributos incluídos, na tarifação azul, que são utilizadas também nesta seção na determinação de custo.

O Quadro 22 mostra o custo anual de energia para o consumidor A4, no ACR com tarifa horo-sazonal azul.

Distribuidoras	Demanda ponta (R\$)	Demanda fora ponta (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	648.347,81	159.764,79	9.321,23	833.411,10	1.650.844,94
2	660.507,50	178.004,32	12.410,13	1.096.987,45	1.947.909,39
3	636.694,78	135.107,64	9.405,51	842.152,26	1.623.360,19

Quadro 22 Custo total anual de energia no ACR com tarifa azul.

4.4.2 Simulação de custo anual no ACR – tarifa verde

O Quadro 23 apresenta a tarifa horo-sazonal verde, aplicada pelas distribuidoras, e o Quadro 24 apresenta as tarifas finais, considerando a inclusão dos tributos.

Distribuidoras	Demanda (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/MWh)			
		PONTA		F.PONTA	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
1	9,46	1098,19	1078,27	128,34	116,78
2	10,54	1183,71	1156,68	169,11	153,43
3	8,00	1084,02	1063,97	129,67	118,03

Quadro 23 Tarifação verde de demanda e energia das distribuidoras.

Distribuidoras	Demanda (R\$/kW)	ENERGIA (R\$/kWh)			
		PONTA		F.PONTA	
		SECA	ÚMIDA	SECA	ÚMIDA
1	12,10	1,40505	1,37957	0,16420	0,14941
2	13,48	1,51447	1,47989	0,21636	0,19630
3	10,23	1,38693	1,36127	0,16590	0,15101

Quadro 24 Tarifas com a inclusão dos tributos.

O Quadro 25 apresenta o custo anual de energia considerando o consumidor A4 no ACR com tarifa horo-sazonal verde.

Distribuidoras	Demanda (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	159.764,79	51.081,82	833.411,10	1.044.257,71
2	178.004,32	54.957,30	1.096.987,45	1.329.949,07
3	135.107,64	50.415,57	842.152,26	1.027.675,48

Quadro 25 Custo total anual de energia no ACR com tarifa verde.

4.4.3 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Incentivada

O Quadro 26 apresenta o custo anual de energia para o consumidor no ACL adquirindo energia de fonte incentivada.

Distribuidoras	Contrato de Energia (R\$)	TUSD Demanda (R\$)	TUSD Encargos (R\$)	Encargos CCEE (R\$)	Total (R\$)
1	900.206,29	83.597,86	137.505,14	15.890,67	1.137.199,95
2	900.206,29	68.398,25	111.007,10	15.890,67	1.095.502,30
3	900.206,29	73.127,01	139.470,46	15.890,67	1.128.694,43

Quadro 26 Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.

4.4.4 Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador

Frente ao comparativo de custos entre a utilização da tarifa horo-sazonal azul e a tarifa horo-sazonal verde, observa-se que a estrutura tarifária horo-sazonal verde apresenta uma redução considerável nos custos de energia, o que indica que a estrutura tarifária em uso está adequada ao perfil de carga do consumidor. Logo, para a verificação de custos com implantação de grupo gerador, será considerado que a indústria apresenta um contrato com a distribuidora na tarifação verde.

O Quadro 27 apresenta o custo anual de energia para o consumidor, ao optar pelo uso de geração na ponta.

Distribuidoras	Demanda (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	159.764,79	23.801,05	833.411,10	1.016.976,94
2	178.004,32	23.801,05	1.096.987,45	1.298.792,82
3	135.107,64	23.801,05	842.152,26	1.001.060,96

Quadro 27 Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.

4.4.5 Comparação entre as simulações

O Quadro 28 mostra o comparativo de custo de energia entre as alternativas de fornecimento de energia para o consumidor A4, por distribuidora.

Distribuidoras	ACR – AZUL	ACR - VERDE	LIVRE INC.	AUTOPROD.
1	1.650.844,94	1.044.257,71	1.137.199,95	1.016.976,94
2	1.947.909,39	1.329.949,07	1.095.502,30	1.298.792,82
3	1.623.360,19	1.027.675,48	1.128.694,43	1.001.060,96

Quadro 28 Comparativo de custos para o consumidor A4.

Observa-se que segundo o perfil de carga deste consumidor, o mais recomendável é que se mantenha no ACR na estrutura tarifária verde, se o consumidor for atendido pelas distribuidoras 1 e 3. Embora mostre maior economia no uso de geração própria, tanto em 1 quanto em 3, a diferença de

custo do ACR para a geração própria é insignificante se comparado ao investimento a ser realizado para a compra dos geradores.

Para o caso do consumidor pertencer a área de concessão da distribuidora 2 a opção que indica maior economia é a aquisição de energia no ACL através de fonte incentivada.

Como este consumidor dispõe de casca de arroz, como insumo no processo produtivo, ainda pode ser analisada a possibilidade de implantação de um processo de cogeração utilizando a casca do arroz como combustível.

4.4.6 Particularidade da Cogeração

Para uma análise de custos de energia quando da utilização de um processo de cogeração, é necessário conhecer em detalhes os seguintes aspectos: se o consumidor tem alta demanda térmica e elétrica, se trabalha com arroz branco e/ou parbolizado, a quantidade de arroz processada por ano, o quanto da casca é utilizada no processo de secagem do arroz, o regime de trabalho. Estas informações permitem a realização de uma análise mais profunda da viabilidade de investimento num processo de cogeração, utilizando a casca de arroz como combustível.

As indústrias que apresentam perfil para cogeração são aquelas que mostram: alta demanda térmica, simultaneidade de demanda térmica e elétrica, altas tarifas de energia, disponibilidade de combustível e regime de operação de 24h.

Uma usina exclusivamente produtora de arroz branco não tem consumo de vapor no processo, enquanto que uma usina produtora de arroz parbolizado tem demanda de vapor na produção industrial para: encharcamento do arroz nas autoclaves, na própria parbolização do grão e, em algumas indústrias, na secagem (BIODIESEL, 2009)⁶.

⁶ Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/energia/residuo/energia-do-arroz.htm>>. Acesso em: 10 ago. 2009.

Aproximadamente 15% da casca produzida, ao longo de um ano, segundo dados técnicos, é destinada à secagem do arroz nas indústrias de beneficiamento de arroz, feita com a queima da casca e os gases de combustão empregados como meio de aquecimento. Estima-se que, de toda a casca produzida ao longo de um ano, apenas 50% podem ser utilizadas para a produção de eletricidade. Segundo a revista *Cafeicultura*⁷, são necessárias 3 toneladas de casca de arroz para gerar 1 MWh.

No Brasil, existem atualmente 7 usinas em operação que aproveitam a casca de arroz como combustível, totalizando 31.408 kW de potência gerada sendo 5 delas instaladas no Rio Grande do Sul, segundo o Banco de Informações de Geração (BIG)⁸. A primeira termoelétrica a aproveitar a casca de arroz, como combustível, foi instalada na filial da Arroeira Urbano, em São Gabriel (RS), em 1996 e, atualmente com capacidade para gerar 2.220 kW de potência. A matriz da Camil Alimentos, em Itaqui (RS), inaugurou em 2001 a sua termoelétrica abastecida com a casca do produto, aproveitando 180 toneladas de casca por dia e hoje com capacidade para gerar 4.200 kW de potência.

Ainda, a queima da casca de arroz tem como subproduto a cinza, rica em sílica, que pode ser utilizada em cimenteiras e espumas de cerâmica pode gerar renda suplementar ao empreendedor.

Considerando a cogeração uma particularidade para este consumidor A4, esta alternativa não foi considerada, uma vez que, o objetivo do trabalho é mostrar alternativas viáveis à maioria dos consumidores de alta tensão, não tratando as particularidades.

4.5 CASO 4: INDÚSTRIA

O consumidor analisado pertence ao subgrupo A1, atendido em 230 kV. Por razões de sigilo, o ramo de atividade deste consumidor não é explicitado.

Os dados deste consumidor estão listados a seguir.

⁷ Disponível em: <<http://www.revistacafeicultura.com.br/index.php?tipo=ler&mat=6676>>. Acesso em: 10 ago. 2009.

⁸ Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelListaUsinas.asp?classe=Biomassa&combustivel=14&fase=3>>. Acesso em: 2 fev. 2010.

Classe: Industrial.

Demanda contratada no horário de ponta (Dp): 6.000 kW.

Estrutura tarifária: Horo-sazonal azul.

Tarifas aplicadas: Distribuidoras 1, 2 e 3.

O Quadro 29 mostra o consumo de energia desse consumidor no ano de 2008.

MESES/ANO	CONSUMO ENERGIA NA PONTA (kWh)	CONSUMO ENERGIA FORA DA PONTA (kWh)
Janeiro/2008	2.000	21.000
Fevereiro/2008	5.000	3.851.000
Março/2008	2.000	3.322.000
Abril/2008	239.000	3.978.000
Mai/2008	370.000	3.777.000
Junho/2008	277.000	2.571.000
Julho/2008	305.000	3.341.000
Agosto/2008	239.000	3.958.000
Setembro/2008	170.000	3.972.000
Outubro/2008	179.000	3.873.000
Novembro/2008	204.000	3.967.000
Dezembro/2008	220.000	3.835.000
TOTAL	2.212.000	40.466.000

Quadro 29 Consumo anual do consumidor A1.

De acordo com o Quadro 29, o consumo total anual de energia no horário de ponta foi de 2.212 MWh e no horário fora de ponta de 40.466 MWh.

A seguir são apresentadas as simulações de custos para as diferentes alternativas.

4.5.1 Simulação de custo anual no ACR

O Quadro 30 mostra o custo total anual de energia para o consumidor A1 no ACR.

Distribuidoras	Demanda ponta (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	447.747,50	726.695,10	6.422.635,55	7.597.078,14
2	526.314,52	763.591,46	8.454.329,52	9.744.235,50
3	855.789,09	578.494,09	6.489.958,07	7.924.241,25

Quadro 30 Custo total anual de energia no ACR.

4.5.2 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Convencional

Para esta simulação são necessárias as tarifas de uso das instalações de transmissão componentes da rede básica do sistema elétrico brasileiro interligado, aplicáveis a consumidores livres com unidades consumidoras conectadas à rede básica. Recorreu-se aqui, a resolução da Aneel mais recente, Resolução Homologatória nº 844.

O Quadro 31 mostra as tarifas aplicadas aos consumidores A1, no Rio Grande do Sul.

TUST/FIO (R\$/kW.mes)	TUST ENCARGOS (R\$/MWh)	
	* CCC ISOLADO	*CDE (S/SE/CO)
6,256	8,960	10,590

Quadro 31 Tarifas TUST/RS Resolução Homologatória nº 844.

*Os encargos CCC e CDE já estão com os tributos PIS/COFINS incluídos.

A Resolução Homologatória nº 772 estabelece a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão - TUST PROINFA, no valor de R\$ 4,88/MWh, com os tributos incluídos.

De posse destes dados adicionais, é simulado o custo total anual de energia, no ambiente de contratação livre, para o consumidor A1. Esse custo é mostrado no Quadro 32.

Contrato de Energia (R\$)	TUST FIO (R\$)	TUST ENCARGOS (R\$)	Encargos CCEE (R\$)	Total (R\$)
6.154.167,60	450.432,00	1.042.623,54	128.034,00	7.775.257,14

Quadro 32 Custo total anual de energia no ACL com fonte convencional.

4.5.3 Simulação do custo anual no ACL – Fonte Incentivada

A diferença desta simulação em relação a anterior dá-se apenas, no preço da energia incentivada e na redução de 50% sobre a parcela fio das Tarifas de Uso dos Sistemas de Transmissão – TUST vigentes. O Quadro 33 mostra o custo total anual de energia.

Contrato de Energia (R\$)	TUST FIO-50% (R\$)	TUST ENCARGOS (R\$)	Encargos CCEE (R\$)	Total (R\$)
7.253.126,10	225.216,00	1.042.623,54	128.034,00	8.648.999,64

Quadro 33 Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.

4.5.4 Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador

A metodologia utilizada para a obtenção do custo de energia na utilização de grupo gerador é a mesma utilizada para os demais subgrupos portanto, não será repetida. As informações necessárias, dados do consumidor, tarifas e custo de operação e manutenção do gerador já são conhecidas. O Quadro 34 mostra o custo anual de energia utilizando geração própria, em horário de ponta, para o consumidor A1.

Distribuidoras	Demanda ponta (R\$)	Demanda fora ponta (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	2.441,15	0,00	1.437.800,00	6.422.635,54	7.862.876,70
2	2.869,50	0,00	1.437.800,00	8.454.329,52	9.894.999,02
3	4.665,82	0,00	1.437.800,00	6.489.958,07	7.932.423,89

Quadro 34 Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.

4.5.5 Comparação entre as simulações

O Quadro 35 apresenta o comparativo entre as alternativas de fornecimento de energia para o consumidor industrial A1.

Distribuidoras	ACR	ACL - CONV.	ACL - INC.	AUTOPROD.
1	7.597.078,14	7.775.257,14	8.648.999,64	7.862.876,70
2	9.744.235,50	7.775.257,14	8.648.999,64	9.894.999,02
3	7.924.241,25	7.775.257,14	8.648.999,64	7.932.423,89

Quadro 35 Comparativo de custos para o consumidor A1.

Constata-se que este consumidor somente teria economia no custo de energia se o mesmo pertencesse ao mercado das Distribuidoras 2 e 3 e optasse em adquirir energia no ambiente de contratação livre com energia proveniente de fonte convencional. Se ele for atendido pela distribuidora 1, no ACR, permaneceria no mesmo, pois a migração para o ACL representa um custo de energia maior.

4.6 CASO 5: INDÚSTRIA DE FABRICAÇÃO DE ESCOVAS, PINCÉIS E VASSOURAS

O consumidor analisado pertence ao subgrupo A4, cujo nível de tensão é de 2,3kV a 25 kV.

Os dados do consumidor estão listados a seguir.

Classe: Industrial.

Demanda contratada no horário de ponta (Dp): 2.500 kW.

Demanda contratada no horário fora de ponta (Dfp): 2.850 kW.

Estrutura tarifária: Horo-sazonal azul.

Tarifas aplicadas: Distribuidoras 1, 2 e 3.

O Quadro 36 mostra o consumo de energia deste consumidor durante o ano de 2008.

MESES/ANO	CONSUMO ENERGIA NA PONTA (kWh)	CONSUMO ENERGIA FORA DA PONTA (kWh)
Janeiro/2008	109.672	928.000
Fevereiro/2008	120.531	1.055.120
Março/2008	129.877	1.008.400
Abril/2008	126.613	958.640
Mai/2008	121.106	1.031.520
Junho/2008	130.890	1.065.280
Julho/2008	125.865	987.840
Agosto/2008	140.167	1.087.600
Setembro/2008	143.159	1.059.680
Outubro/2008	142.652	1.091.520
Novembro/2008	137.526	1.044.880
Dezembro/2008	139.966	1.087.360
TOTAL	1.568.024	12.405.840

Quadro 36 Consumo anual do consumidor A4.

O Quadro 36 mostra que o consumo total anual de energia no horário de ponta e no horário fora de ponta foi, respectivamente, de 1.568.024 kWh e 12.405.840 kWh.

A seguir, serão realizadas simulações de custo de energia para as diferentes alternativas. As tarifas finais aplicadas pelas distribuidoras para um consumidor A4, na tarifação azul, verde e consumidor especial, já foram apresentadas, respectivamente, nos Quadros 4, 24 e 8.

4.6.1 Simulação de custo anual no ACR – tarifa azul

O Quadro 37 mostra o custo anual de energia para o consumidor A4, no ACR com tarifa horo-sazonal azul.

Distribuidoras	Demanda ponta (R\$)	Demanda fora ponta (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	1.473.517,75	413.936,05	398.905,73	1.962.555,96	4.248.915,48
2	1.501.153,40	461.193,02	531.089,55	2.583.119,08	5.076.555,05
3	1.447.033,58	350.051,62	402.512,92	1.983.150,62	4.182.748,74

Quadro 37 Custo total anual de energia no ACR com tarifa azul.

4.6.2 Simulação de custo anual no ACR – tarifa verde

Quadro 38 apresenta o custo anual de energia considerando o consumidor A4, no ACR com tarifa horo-sazonal verde.

Distribuidoras	Demanda (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	413.936,05	2.187.189,63	1.962.555,96	4.563.681,64
2	461.193,02	2.353.057,13	2.583.119,08	5.397.369,22
3	350.051,62	2.158.657,91	1.983.150,62	4.491.860,15

Quadro 38 Custo total anual de energia no ACR com tarifa verde.

4.6.3 Simulação de custo anual no ACL – Fonte Incentivada

O Quadro 39 apresenta o custo anual de energia para o consumidor no ACL adquirindo energia de fonte incentivada.

Distribuidoras	Contrato de Energia (R\$)	TUSD Demanda ponta (R\$)	TUSD Demanda fora ponta (R\$)	TUSD Encargos (R\$)	Encargos CCEE (R\$)	Total (R\$)
1	2.374.858,19	771.495,36	216.594,44	362.755,97	41.921,59	3.767.625,55
2	2.374.858,19	576.510,46	177.213,64	292.850,80	41.921,59	3.463.354,68
3	2.374.858,19	783.394,04	189.465,44	367.940,75	41.921,59	3.757.580,01

Quadro 39 Custo total anual de energia no ACL com fonte incentivada.

4.6.4 Simulação de custo anual na utilização de grupo gerador

O Quadro 40 apresenta o custo anual de energia para o consumidor A4, com uso de grupo gerador em horário de ponta.

Distribuidoras	Demanda (R\$)	Energia ponta (R\$)	Energia fora ponta (R\$)	Total (R\$)
1	413.936,05	1.019.215,60	1.962.555,96	3.395.707,60
2	461.193,02	1.019.215,60	2.583.119,08	4.063.527,69
3	350.051,62	1.019.215,60	1.983.150,62	3.352.417,84

Quadro 40 Custo total anual de energia utilizando geração na ponta.

4.6.5 Comparação entre as simulações

O Quadro 41 mostra o comparativo de custo de energia entre as alternativas de fornecimento de energia para o consumidor A4, de acordo com a distribuidora.

Distribuidoras	ACR – AZUL	ACR - VERDE	LIVRE INC.	AUTOPROD.
1	4.248.915,48	4.563.681,64	3.767.625,55	3.395.707,60
2	5.076.555,05	5.397.369,22	3.463.354,68	4.063.527,69
3	4.182.748,74	4.491.860,15	3.757.580,01	3.352.417,8

Quadro 41 Comparativo de custos para o consumidor A4.

Para este consumidor, que opera em horário de ponta, o investimento em geração própria ou a migração para o ACL, adquirindo energia de fonte incentivada pode representar uma economia nos custos de energia.

Este consumidor estando no ACR, apresenta um contrato com tarifação azul adequado ao seu perfil de carga, porque a tarifa verde representa maior custo já que a indústria não apresenta modulação no seu processo produtivo.

4.7 CONSIDERAÇÕES ADICIONAIS

Neste capítulo, estudos de caso foram apresentados aplicando-se a metodologia proposta para verificação de custos de energia utilizando-se alternativas de fornecimento de energia viáveis, segundo a Aneel e, para a concretização do objetivo foi utilizado o modelo matemático proposto.

No próximo capítulo, são apresentadas as conclusões do trabalho.

5 CONCLUSÕES

A análise de custo de energia para consumidores industriais do Grupo A foi realizada com a aplicação da metodologia e modelo propostos no presente trabalho, que detalha estes custos em diferentes alternativas de fornecimento de energia. Com base no estudo realizado ao longo do trabalho, as seguintes conclusões foram elaboradas:

1º – A permanência ou não do consumidor no ACR depende das tarifas praticadas pelas distribuidoras, ou seja, a tarifa em uso pela distribuidora, altera o indicativo da permanência ou não no mercado regulado, desde que se considere o mesmo preço de contrato de energia no ACL para cada análise realizada. A distribuidora que pratica uma tarifa de menor valor, em relação as demais distribuidoras do mercado, torna o seu mercado regulado mais atrativo. Enquanto que, as distribuidoras que praticam tarifas de maior valor induzem o consumidor à migração para o ambiente de contratação livre.

2º – A aquisição de energia proveniente de fonte incentivada não é viável economicamente para consumidores do grupo A1, ligados a rede básica. O desconto dado aos consumidores que adquirem energia de fonte incentivada, dado na parcela fio da TUST/TUSD, não compensa o maior preço da energia incentivada. Portanto, para consumidores A1 é mais viável economicamente adquirir energia de fonte convencional.

As tarifas praticadas pelas distribuidoras para os consumidores do subgrupo A4 são maiores do que para os demais subgrupos, devido a isso estes consumidores são os que, em geral, adquirem energia de fonte incentivada.

3º – A alternativa de utilização de grupo gerador no horário de ponta é indicado para consumidores A4, tarifa verde, que apresentam tarifa maior de energia no horário de ponta, cerca de dez vezes a tarifa de fora de ponta. Esses consumidores ou não operam na ponta ou utilizam outras formas de fornecimento de energia para atendimento da planta industrial neste horário, como a

utilização de um grupo gerador, o que reduz os custos de energia da unidade consumidora não necessitando pagar para a concessionária o alto custo da energia neste horário.

4º – A alternativa da autoprodução, utilizando geração na ponta, para consumidores do grupo tarifário azul (A2 e A3) cujo custo maior ocorre com demanda na ponta, poderá não ser recomendada. Uma grande redução de demanda, de modo a tornar vantajosa a introdução de grupo gerador, pode, na ocorrência de uma falha no grupo gerador, comprometer o atendimento da planta fazendo com que a indústria ultrapasse a demanda permitida (5% da demanda contratada) cuja tarifa de ultrapassagem de demanda é três vezes superior a tarifa no horário normal. Portanto, consumidores com tarifa azul, não usam geração na ponta..

5º – A migração do mercado regulado para o livre traz incertezas ao consumidor, com relação ao preço futuro da energia, que está associado aos níveis hidrológicos no território brasileiro, e também aos custos com o SMF, que representam uma barreira de entrada na decisão de muitas empresas.

Para o consumidor especial, mesmo com o atrativo do desconto de 50% na TUST/TUSD, o alto preço, praticado atualmente, da energia incentivada associada ao custo do sistema de medição e faturamento, ainda representam obstáculos para a entrada no mercado livre. A aprovação da Resolução Normativa nº 376, de 2009 da Aneel, proporcionando a redução em torno de 75% nos custos relativos ao Sistema de Medição e Faturamento, a estes consumidores, que arcarão apenas com os custos do medidor de reserva e do modem que transmite dados para a CCEE, deverá estimular o mercado livre de energia de fonte incentivada.

6º – Para consumidores com fator de carga alto, mais próximo de um, que indica um consumo melhor distribuído ao longo do período, é mais vantajoso adquirir energia no ACL de fonte convencional enquanto que, para consumidores com fator de carga muito baixo, que eleva o

custo médio da energia, adquirir energia de fonte incentivada, que possibilita a redução na TUSD, pode representar um bom negócio.

Embora facultada pela regulamentação do SEB diferentes alternativas de fornecimento de energia elétrica para os consumidores industriais do Grupo A, a escolha da alternativa mais indicada para atender a planta industrial, de forma a trazer benefícios econômicos no que se refere ao uso da energia, depende do perfil da indústria e da distribuidora em que a indústria está vinculada, necessitando ser reavaliada e atualizada periodicamente de acordo com evolução de tarifas e preços.

6 CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA

Este capítulo objetiva sintetizar as principais contribuições sobre os resultados das investigações conduzidas no presente trabalho e sugerir pesquisas posteriores.

6.1 CONTRIBUIÇÕES

No presente trabalho foi realizada uma análise dos custos de energia elétrica frente às alternativas de fornecimento de energia facultada, pela legislação, aos consumidores industriais do Grupo A, grupo de alta tensão.

Na estrutura atual do mercado de energia elétrica, onde o consumidor pode optar em adquirir energia no mercado regulado ou livre ou ainda autoproduzir a energia necessária ao atendimento de sua planta industrial, foi identificado um problema no que tange à avaliação de custos relativos a cada uma das alternativas de fornecimento viáveis ao consumidor, que auxilie à tomada de decisão quanto à escolha da alternativa de menor custo.

Os trabalhos até então apresentados, não tratam em conjunto, as alternativas de fornecimento, de forma a indicar o menor custo de energia para os consumidores industriais que buscam comparar os benefícios econômicos oriundas destas alternativas. Neste sentido, objetivando avaliar custos de energia, foi proposta uma metodologia que engloba diferentes alternativas e avalia os custos de aquisição de energia.

A partir dos dados do consumidor uma análise das alternativas viáveis é indicada e os custos relativos a cada uma é realizado, permitindo então que um comparativo de custos possa ser realizado e a conseqüente tomada de decisão a partir da escolha da alternativa que indique menor custo associada à importância da energia no processo produtivo da indústria e aos prazos de migração.

6.2 TÓPICOS PARA PESQUISA

Além das contribuições apontadas, as investigações revelaram tópicos de pesquisas, elaborados a seguir, visando futuros trabalhos:

- Adicionar à metodologia proposta os custos relativos ao sistema de medição e faturamento (SMF) nas alternativas de aquisição de energia no ambiente de contratação livre (ACL) proveniente de fonte convencional ou incentivada.
- Considerar o custo relativo à aquisição do grupo gerador para atendimento da planta quando na realização da autoprodução utilizando geração a diesel no horário de ponta e o tempo de retorno do investimento realizado.
- Ainda, quanto à autoprodução realizar uma análise de custo utilizando outros combustíveis além do diesel e também, considerar autoprodução de forma a atender toda a planta industrial possibilitando ainda a venda de excedente de energia autoproduzida, o que pode representar um bom negócio ao consumidor.
- Adicionar a possibilidade do consumidor parcialmente livre, ou seja, adquirir uma parte da energia no mercado regulado (ACR) e outra parte no mercado livre (ACL).
- Análise de riscos inerentes à tomada de decisão frente às alternativas de fornecimento de energia.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução nº 456, de 29 de novembro de 2000. Estabelece, de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 2 set. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA - ANEEL. Resolução normativa nº 67, de 8 de junho de 2004. Estabelece critérios para a composição da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional, e dá outras providências. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 10 jun. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA - ANEEL. Resolução normativa nº 077, de 18 de agosto de 2004. Estabelece os procedimentos vinculados a redução das tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, para empreendimentos hidrelétricos de geração, caracterizados como Pequena Central Hidrelétrica, e aqueles com fonte solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, com potência instalada menor ou igual a 30.000 kW; Revoga o art. 22 da Resolução 281 de 01.10.1999 e Revoga a Resolução 219 de 23.04.2003. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 23 nov. de 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA - ANEEL. Resolução normativa nº 117, de 3 de dezembro de 2004. Altera a sistemática de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST, atendendo ao disposto no inciso XVIII, art. 3º, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, incluído pelo art. 9º da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 21 out. de 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifas de fornecimento de energia elétrica**. Brasília, DF, 2005. (Cadernos Temáticos ANEEL, 4). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 13 ago. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição**. Brasília, DF, 2005. (Cadernos Temáticos ANEEL, 5). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 17 ago. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELETRICA – ANEEL. Resolução normativa nº 166, de 10 de outubro de 2005. Estabelece as disposições consolidadas relativas ao cálculo da tarifa de uso dos sistemas de distribuição (TUSD) e da tarifa de energia elétrica (TE). **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 9 jun. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução normativa nº 376, de 25 de agosto de 2009. Estabelece as condições para contratação de energia elétrica, no âmbito do Sistema Interligado Nacional – SIN, por Consumidor Livre, e dá outras providências. **Legislação on-line.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 20 nov. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução homologatória nº 772, de 27 de janeiro de 2009. Estabelece, para o ano de 2009, as quotas de custeio e as de energia elétrica referentes ao Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA. **Legislação on-line.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 24 set. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução homologatória nº 844, de 25 de junho de 2009. Estabelece o valor das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST de energia elétrica, componentes do Sistema Interligado Nacional, fixa a tarifa de transporte da energia elétrica proveniente de Itaipu Binacional e estabelece o valor dos encargos de uso aplicáveis as concessionárias de distribuição de que trata a Resolução Normativa nº 349, de 13 de janeiro de 2009. **Legislação on-line.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 24 ago. 2009.

AGUIAR, O. S. **O mercado brasileiro de energia elétrica:** critérios de decisão na migração de consumidores para o ambiente de contratação livre. 2008. 92 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Economia, Universidade Federal de Pernambuco, Recife, 2008.

ALMEIDA, A. A. A comercialização de energia elétrica no varejo: riscos e oportunidades. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE), 18., 2005, Curitiba. **Anais...** Curitiba, 2005.

ALMEIDA, A. O impacto da evolução das tarifas da ACL e do ACR na decisão de migrar ou permanecer no ACL. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE), 20., 2009, Recife. **Anais...** Recife, 2009.

ARMSTRONG, M.; COWEN, S.; VICKERS, J. **Regulatory reform:** economic analysis and british experience. Cambridge: MIT Press, 1994.

BARJA, G. J. A. **A cogeração e sua inserção ao sistema elétrico.** 2006. 157 f. Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-Graduação em Ciências Mecânicas, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2006.

BIODIESELBR. Disponível em: <<http://www.biodieselbr.com/energia/residuo/energia-do-arroz.htm>>. Acesso em: 10 ago. 2009.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 14 de fevereiro de 1995. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 24 set. 2009.

BRASIL. Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995. Estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 28 de setembro de 1998. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 24 mar. 2009.

BRASIL. Decreto nº 2003, de 10 de setembro de 1996. Regulamenta a produção de energia elétrica por Produtor Independente e por Autoprodutor e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 10 de setembro de 1996. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 03 set. 2009.

BRASIL. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 27 de dezembro de 1996. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 02 abr. 2009.

BRASIL. Decreto nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002. Estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 31 de dezembro de 2002. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 11 mai. 2009.

BRASIL. Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003. Altera o Decreto no 4.562, de 31 de dezembro de 2002, que estabelece normas gerais para celebração, substituição e aditamento dos contratos de fornecimento de energia elétrica; para tarifação e preço de energia elétrica; dispõe sobre compra de energia elétrica das concessionárias de serviço público de distribuição; valores normativos; estabelece a redução do número de submercados; diretrizes para revisão da metodologia de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão - TUST; o Decreto no 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 7 de abril de 2003. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 11 mai. 2009.

BRASIL. Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. **Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil**, Brasília, DF, 30 de julho de 2004. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 05 mai. 2009.

BRASIL. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Banco de Informações de Geração (BIG)**, Brasília, fev. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/CombustivelListaUsinas.asp?classe=Biomassa&combustivel=14&fase=3>>. Acesso em: 02 fev. 2010.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. 2009. Disponível em: <<http://www.ccee.gov.br>>. Acesso em: 15 jul. 2009.

CAMINADA, C.; RAMOS, D. S. Estratégia de consumidores livres: uma análise balizada pela formação de preços no mercado cativo. In: ENCUESTRO REGIONAL IBEROAMERICANO DE CIGRÉ (ERAC), 13., 2009, Puerto Iguazú. **Anais...** Puerto Iguazú, 2009.

CARVALHAES, F. G.; GOMES, L. L. Migração nos mercados livre e cativo de energia elétrica no Brasil: aplicação de um modelo de decisão utilizando opções reais. In: ENCONTRO DA ASSOCIAÇÃO NACIONAL DE PÓS GRADUAÇÃO E PESQUISA EM ADMINISTRAÇÃO (ANPAD), 31., 2007, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro, 2007.

CASTELO BRANCO, A. C. G. O. **Projeção de demanda de energia elétrica**. 2003. 96 f. Dissertação (Mestrado em Regulação da Indústria de Energia) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia, Universidade de Salvador, Salvador, 2003.

CASTRO, R. **Análise de decisões sob incertezas para investimentos e comercialização de energia elétrica no Brasil**. 2004. 183 f. Tese (Doutorado) – Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2004.

CUNHA, E. B. **Projeção de mercado de energia elétrica da classe industrial considerando consumidores especiais**. 2009. 77 f. Dissertação (Mestrado EM Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

INFORME ELETRÔNICO SOBRE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA (IFE). Rio de Janeiro, n. 2.332, 26 ago. 2008. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras>>. Acesso em: 15 set. 2009.

INFORME ELETRÔNICO SOBRE EMPRESAS DE ENERGIA ELÉTRICA (IFE). Rio de Janeiro, n. 2.637, 15 dez. 2009. Disponível em: <<http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras>>. Acesso em: 17 dez. 2009.

NAGAOKA, M. P. T. *et al.* Análise da viabilidade econômica em co-geração de energia elétrica. **Revista Científica Eletrônica de Engenharia Florestal**, Garça, ano 5, n.9, fevereiro, 2007. Disponível em: <http://www.revista.inf.br/florestal09/pages/artigos/ARTIGO_10.pdf>. Acesso em: 15 dez. 2009.

OLIVEIRA, M. F. **Contribuições ao gerenciamento de risco no problema de comercialização de energia elétrica.** 2006. 157 f. Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2006.

PIERONI, Fernando P. **Impacto das mudanças no marco regulatório do setor elétrico brasileiro nas estratégias de investimento em autoprodução.** 2005. 128 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2005.

RIBEIRO, E.B.; SAIDEL, M.A. As novas regras de comercialização para consumidores especiais e implicações na gestão de contratos. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (SNPTEE), 20., 2009, Recife. **Anais...** Recife, 2009.

SANTOS, P. E. S.; FERREIRA, T. G. L. ; LIMA, J. W. M. Consumidor livre: o impacto da migração na receita das distribuidoras. In: SEMINÁRIO DE PLANEJAMENTO ECONÔMICO E FINANCEIRO DO SETOR ELÉTRICO (SEPEF), 12., Recife. **Anais...** Recife, 2004.

SCHUCH, G. B. **Um modelo para estudos da demanda de energia elétrica em ambiente competitivo.** 2000. 193 f. Tese (Doutorado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2000.

SILVA, M. F. A. **Modelo para planejamento de demanda de energia elétrica considerando o comportamento dos consumidores no ambiente de contratação.** 2007. 146 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

SOUSA, C. **Ambiente de contratação regulado X ambiente de contratação livre: uma decisão estratégica para os consumidores cativos.** 2007. Trabalho de Conclusão de Curso (MBA em Comercialização de Energia) – Universidade do Estado de Pernambuco, Recife, 2007.

ANEXO A:

Tarifas, Acesso e Uso do Sistema Elétrico, Fatura de Energia Elétrica.

ANEXO A: TARIFAS, ACESSO E USO DO SISTEMA ELÉTRICO, FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

A.1 INTRODUÇÃO

Este anexo busca fornecer uma visão geral a respeito das tarifas de energia elétrica, acesso e conexão ao sistema elétrico e da composição da fatura de energia elétrica com os fatores que a influenciam. Para isto, foi realizada uma compilação do assunto com uso de documentos da Aneel: Resoluções, Leis, Decretos, Cadernos Temáticos e Cartilhas.

A apresentação faz-se necessária para entendimento, das diversas alternativas de fornecimento de energia para os consumidores industriais do grupo de alta tensão (Grupo A), uma vez que abrange grande número de informações e que necessitam ser analisadas a cada alternativa considerada no Capítulo 3 e aplicada no Capítulo 4.

A.2 TARIFAS

Segundo a Resolução nº 456, tarifa é conceituada como sendo o preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potência ativas.

Conforme Cadernos Temáticos ANEEL 4, as empresas distribuidoras de energia elétrica prestam serviços no fornecimento de energia elétrica, aos consumidores, por delegação da União, na sua área de concessão. Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelecer tarifas justas ao consumidor e, suficientes para assegurar o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária para que esta possa oferecer serviços com qualidade e confiabilidade.

As tarifas cobradas pelo fornecimento de energia no sistema elétrico brasileiro estão vinculadas ao uso dos sistemas de transporte de energia e ao consumo de energia elétrica.

Para efeito de aplicação das tarifas de energia, os consumidores são classificados por classes de consumo que são: industrial, comercial, residencial, rural, poder público, iluminação pública, serviço público e consumo próprio.

As tarifas de energia são decompostas em demanda de potência e consumo de energia. A demanda de potência é medida em quilowatt (kW) e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias. No entanto, nem todos os consumidores pagam tarifa de demanda de potência o que dependerá da estrutura tarifária e da modalidade na qual o consumidor se enquadra.

A.2.1 Estrutura tarifária

Estrutura tarifária é o conjunto de tarifas aplicáveis às componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.

Os consumidores são divididos em dois grandes grupos: grupo A e grupo B.

Os consumidores do **grupo A** são atendidos em alta tensão, a partir de 2,3 kV, e subdivididos conforme o nível de tensão de fornecimento, como segue:

A1: tensão de 230 kV ou superior;

A2: tensão de 88 a 138 kV;

A3: tensão de 69 kV;

A3a: tensão de 30 a 44 kV;

A4: tensão de 2,3 a 25 kV; e

AS: sistema subterrâneo.

Neste grupo, as tarifas são binômias, isto é, compostas pelo **consumo de energia** e pela **demanda de potência**. Estas tarifas são aplicadas nas modalidades Convencional e Horo-sazonal.

a) Tarifa Convencional

Esta estrutura tarifária é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e demanda de potência, aplicadas independente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. O consumidor atendido em alta tensão, com tensão inferior a 69 kV, pode optar por esta modalidade tarifária desde que a demanda contratada seja inferior a 300 kW.

Nesta modalidade, a fatura de energia elétrica será composta pela soma das parcelas consumo de energia, demanda de potência e, eventual ultrapassagem de demanda.

A parcela referente à ultrapassagem de demanda somente será cobrada se a demanda medida ultrapassar em mais de 10% a demanda contratada. O consumidor deve atentar para este caso, pois a tarifa de ultrapassagem corresponde a três vezes o valor da tarifa da demanda.

b) Tarifa Horo-Sazonal

Estrutura tarifária 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. Estimula o consumidor a racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivado pelo valor diferenciado das tarifas, que são mais caras no período seco e no horário de ponta.

Esta estrutura tarifária está subdividida em tarifa horo-sazonal azul e tarifa horo-sazonal verde, descritas a seguir.

b1) Tarifa Horo-Sazonal Azul

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, seco⁹ ou úmido¹⁰, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia, em horários de ponta e fora da ponta.

A Tarifa Azul aplica-se às unidades consumidoras que possuem processo produtivo contínuo e enquadram-se no Grupo A. A adoção desta modalidade é obrigatória a consumidores atendidos pelo sistema interligado com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV e opcional aos demais.

O total da fatura de energia é obtido através do somatório de todas as parcelas referentes ao consumo de energia, a demanda de potência e a eventual ultrapassagem de demanda.

b2) Tarifa Horo-Sazonal Verde

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, independente das horas de utilização do dia e do período do ano.

A Tarifa Horo-Sazonal Verde é aplicada opcionalmente aos consumidores do *Grupo A*, atendidos pelo sistema interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV (subgrupos A3a, A4 e As) e demanda contratada igual ou superior a 300 kW. Estes consumidores poderão optar pela tarifa horo-sazonal azul ou verde.

A fatura de energia elétrica, na tarifação verde, é composta pela soma das parcelas referentes ao consumo de energia, à demanda de potência e à eventual ultrapassagem da demanda, como nas demais modalidades.

Da mesma forma que para a tarifa convencional, a parcela referente à ultrapassagem de demanda para a tarifa horo-sazonal será cobrada quando a demanda medida ultrapassar a

⁹ Período seco é o período de sete meses consecutivos compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

¹⁰ Período úmido é o período de cinco meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

demanda contratada acima dos limites de tolerância (5% para unidade consumidora atendida em tensão de fornecimento maior ou igual a 69 kV e 10% para unidade atendida em tensão inferior a 69 kV).

Na tarifação azul, haverá a diferenciação entre os horários de ponta e fora de ponta na parcela referente à ultrapassagem da demanda.

Os consumidores do **grupo B**, são aqueles cujas unidades consumidoras são atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, como residências, comércio, oficinas e são estabelecidas para as seguintes classes e subclasses de consumo:

B1: Classe residencial e subclasse residencial baixa renda;

B2: Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural;

B3: Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio; e

B4: Classe iluminação pública.

As tarifas do “grupo B” são estabelecidas somente para o componente de consumo de energia, em reais por megawatt-hora, portanto monômias, considerando que o custo da demanda de potência está incorporado ao custo do fornecimento de energia.

A.2.2 Composição das tarifas

A receita das concessionárias de distribuição, relativas ao fornecimento de energia, é composta por duas parcelas, definidas como parcela A e parcela B.

O segundo custo, parcela B, gerenciável, haja vista a capacidade das concessionárias em administrar diretamente, tange a cobertura dos custos com pessoal, material e atividades vinculadas diretamente à execução do seu objeto, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados e ainda, investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e eficiência energética, e as despesas com o PIS/COFINS.

A.2.3 Abertura e realinhamento tarifário

A abertura das tarifas permitiu que o consumidor viesse a conhecer o valor de cada parcela que compõe a sua fatura de energia. As tarifas de fornecimento passaram a ser desdobradas em tarifas de energia e tarifas de uso dos sistemas de distribuição e transmissão, explicitando o valor pago pela energia elétrica consumida (tarifa de energia), o valor pago pelo uso do sistema de distribuição e transmissão (tarifa de uso ou tarifa “fio”), bem como todos os elementos de custo que compõem estas tarifas.

As diretrizes para a abertura e o realinhamento das tarifas de fornecimento de energia elétrica iniciaram-se no ano de 2002, através dos Decretos nº 4.562, de 31 de dezembro de 2002, alterado pelo Decreto nº 4.667, de 4 de abril de 2003 estabelecendo normas que disciplinam o realinhamento gradual das tarifas ao consumidor final, de forma que até o ano de 2007 todos os consumidores viessem a pagar o mesmo valor pela energia adquirida (custos com compra de energia) – Tarifa de Energia (TE) – e valores diferenciados pelos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição de energia (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão e Distribuição – TUSD + TUST), que reflitam a proporção com que eles utilizam os referidos sistemas. Tanto os consumidores cativos quanto os consumidores qualificados como livres, estão sujeitos aos mesmos encargos de uso do sistema de distribuição.

O mecanismo de abertura das tarifas proporcionou maior transparência no processo de formação de preços de energia elétrica possibilitando assim, que consumidores atualmente atendidos por uma concessionária de serviço público de distribuição (consumidores potencialmente livres) possam avaliar a oportunidade de se tornarem consumidores livres, comparando os valores das tarifas cobradas pela sua atual concessionária de distribuição com os preços oferecidos por outro agente vendedor, comercializadora de energia por exemplo,

que oferecerem melhores preços, pagando a primeira, a tarifa fio, correspondente ao uso do seu sistema de distribuição e ao novo agente vendedor, o valor da energia elétrica comprada.

A.2.4 Reajustes das tarifas

Estão previstos três mecanismos de correção das tarifas de energia, de modo a permitir uma tarifa justa aos consumidores bem como manter o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras que são: reajuste tarifário, revisão tarifária e revisão tarifária extraordinária.

O reajuste tarifário acontece anualmente, na data de aniversário do contrato de concessão, objetivando restabelecer o poder de compra da receita da concessionária. São calculados todos os custos da parcela A (não gerenciáveis) da distribuidora, verificados os novos valores dos encargos setoriais, da compra de energia e da transmissão e também outros custos constantes da parcela B.

A revisão tarifária permite reposicionamento tarifário após completa análise dos custos, investimentos e receitas para fixar um novo patamar de tarifa adequado a empresa e ao seu mercado. Esta revisão ocorre em intervalo médio de quatro anos. Já, a revisão tarifária extraordinária poderá ocorrer a qualquer tempo, quando alguma imprevisibilidade afetar o equilíbrio econômico-financeiro da empresa.

A.2.5 Tarifas de transporte de energia

Para a utilização do transporte de energia através do sistema de transmissão e distribuição, são estabelecidas as tarifas de uso do sistema de transmissão (TUST) e a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD).

Na definição do valor das tarifas, são consideradas as parcelas do custo de transporte e das perdas de energia elétrica, bem como os encargos de conexão e os encargos setoriais de responsabilidade do segmento consumo.

A tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD), destinada a remuneração das distribuidoras ou concessionárias de distribuição de energia elétrica tinha como componentes a parcela fio, relativa aos custos de distribuição, e a parcela encargos correspondente aos encargos setoriais e ao PIS/COFINS. Com a Resolução nº 166 de 2005, a TUSD passou a ser formada pelas componentes: fio A, fio B, encargos do serviço de distribuição, perdas técnicas e não técnicas, encargos setoriais e proinfa.

De acordo com a Resolução nº 166, a componente fio A, corresponde ao custo do uso de redes de distribuição ou de transmissão de terceiros e é formada pelo valor dos seguintes itens:

1. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão da Rede Básica (TUSTRB),
2. Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão de Fronteira (TUSTFR),
3. Custos de uso dos sistemas de distribuição de outras concessionárias,
4. Custos com a conexão aos sistemas de transmissão e
5. Custos com as perdas elétricas na rede básica, perdas técnicas e não técnicas.

A componente fio B, correspondente ao custo do serviço prestado pela própria distribuidora é formada pelo valor dos seguintes itens:

1. remuneração dos ativos de distribuição de energia, calculado no âmbito da revisão tarifária periódica;
2. quota de reintegração dos ativos decorrente da depreciação e;
3. custo operacional estabelecido no âmbito da revisão tarifária periódica.

A componente encargos do serviço de distribuição, referente aos custos dos encargos é formada pelos itens:

1. Quota da Reserva Global de Reversão (RGR)
2. Taxa de Fiscalização do Serviço de Energia (TFSEE);
3. Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Eficiência Energética;

4. Contribuição ao Operador Nacional do Sistema – ONS

Os encargos setoriais que compõem a TUSD são:

1. Conta de consumo de combustíveis – CCC do sistema interligado;
2. Conta de consumo de combustíveis – CCC do sistema isolado;
3. Conta de desenvolvimento energético – CDE.

E ainda, a componente relativa ao custo do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

Como não existe TUSD para níveis de tensão superiores a 138 kV, a tarifa a que estará submetido o consumidor do subgrupo A1, será equivalente à TUST no ponto acessado, eventualmente acrescida de encargos e tributos, nos termos da legislação específica, incluindo também, os encargos setoriais de responsabilidade do segmento consumo.

Na distribuição, a tarifa de uso a ser paga pelos consumidores depende apenas da área de concessão em que este se encontra e do subgrupo tarifário a que pertença. Os valores da TUSD, para uma mesma classe de tensão, são iguais, independente da localização do consumidor em relação ao sistema elétrico ou seja, os consumidores independente de usar mais intensamente ou menos intensamente o sistema elétrico, pagam a mesma tarifa.

A tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) é relativa à remuneração dos investimentos feitos na rede básica para ter capacidade disponibilizada no sistema aos seus usuários, agentes do setor elétrico e consumidores livres, para o transporte da energia gerada ou consumida. A TUST é determinada através da metodologia nodal, que dá um sinal econômico locacional, ou seja, procura atribuir tarifas que dependem da localização da carga ou geração e das condições de carregamento da rede até o ponto de conexão. Estas tarifas são reajustadas anualmente.

Com a publicação da Resolução Normativa nº 067/2004 a TUST fio passou a ter duas parcelas, definidas no que segue:

$TUST_{RB}$ – refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica utilizadas para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, gera tarifas aplicáveis a todos os usuários.

$TUST_{FR}$ – relativa às instalações integrantes da Rede Básica localizadas na fronteira entre a Rede Básica (tensão maior ou igual a 230 kV) e a rede de distribuição (tensão inferior a 230 kV), correspondente aos transformadores rebaixadores e suas conexões. Pago única e exclusivamente pelas concessionárias de distribuição que utilizam estas instalações, que incorpora, ainda, os custos de transporte associados às Demais Instalações de Transmissão - DITs compartilhadas entre as concessionárias de distribuição.

A $TUST_{RB}$ é calculada com base na metodologia nodal enquanto que a $TUST_{FR}$ é obtida através do rateio da receita associada às instalações de fronteira e das DITS compartilhadas pelos montantes de uso contratados pelos agentes setoriais regulados que delas se utilizam.

Conforme previsto nas Resoluções Normativas 667/02 e 74/04 da Aneel, sobre a transmissão são acrescidos os seguintes encargos setoriais (PIERONI 2005):

- I – quota da Conta de Consumo de Combustível (CCC);
- II – Encargos dos Serviços do Sistema (ESS);
- III – quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE);
- IV - quota do Programa de Incentivo as Fontes Alternativas (PROINFA);
- V – recursos para Pesquisa e Desenvolvimento (P&D);
- VI – Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia – TFSEE;

Na transmissão, a tarifa que o consumidor terá que pagar depende da localização geográfica. Estas tarifas, calculadas pela metodologia nodal, definem valores em R\$/kW para cada barra de rede básica do SIN, proporcionalmente à utilização do sistema.

Atualmente, consumidores conectados às instalações da rede básica, pagam tarifa de demanda somente no horário de ponta, período em que se registram os maiores níveis nacionais de consumo. Segundo o artigo 2º da Resolução Normativa Aneel nº 117/2004, a tarifa é nula para uso dos sistemas de transmissão nos horários fora de ponta.

A.3 ACESSO E USO DO SISTEMA ELÉTRICO

Com a reestruturação do setor elétrico, que instituiu a competição, onde diversos agentes comercializam energia de fornecedores distintos, independente de sua localização física, fez-se necessário o livre acesso e uso das redes elétricas possibilitando o transporte desse bem. O acesso e uso das redes elétricas é um direito de todo usuário interessado, estabelecido em lei, implementado de forma planejada, mediante o pagamento dos encargos correspondentes.

Segundo a Lei nº 9.074, é garantido aos fornecedores e consumidores, livre acesso ao sistema de transmissão e distribuição de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente. Cabe a Aneel, regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição.

No caso de grandes consumidores, que adquirem energia elétrica diretamente de produtores ou comercializadores, o livre acesso se constitui no direito de conexão e utilização das redes para transportar a energia adquirida.

Todos os agentes regulados (concessionários, permissionários e autorizados), produtores independentes, autoprodutores, comercializadores e consumidores livres, ligados ao SIN, são considerados acessantes do sistema de transmissão e distribuição.

As instalações de energia elétrica são classificadas como instalações de transmissão e de distribuição. O serviço de distribuição é explorado pela concessionária ou permissionária em sua área de concessão ou permissão, em regime de monopólio, vinculadas a prestação de

serviço público, ficando responsável pela operação, manutenção e expansão da rede. A distribuição opera em níveis de tensão de 127 V até 69 kV.

As instalações de transmissão, podem ser classificadas dentre aquelas que se destinam a formação da Rede Básica do SIN, caracterizada pelos níveis de tensão igual ou superior a 230 kV e, também, as Demais Instalações de Transmissão (DITs), que são as linhas disponibilizadas para as concessionária ou permissionárias de distribuição e para as centrais de geração.

Para concretização da conexão, de acordo com Caderno Temático ANEEL 5, é requerido pelo agente setorial, a solicitação de acesso, que deve ser feita ao ONS ou a transmissora, quando as instalações acessadas forem integrantes da rede básica, ou à concessionária proprietária das instalações, quando essas forem em tensão inferior a 230 kV. Para conexão as DITs, a solicitação é feita à transmissora e para conexão as instalações de distribuição, à distribuidora local.

A solicitação de acesso por consumidor livre será feita ao ONS ou a transmissora detentora das instalações a serem acessadas, se o ponto de conexão pretendido for a rede básica e todas as instalações de conexão do consumidor estiverem em terreno de sua propriedade. Se necessitar atravessar áreas públicas ou outras propriedades, para conexão nas DITs, instalações de distribuição ou mesmo na rede básica, a solicitação de acesso deve ser feita à concessionária ou permissionária de distribuição local, que é a prestadora de serviços públicos responsável pelo atendimento aos consumidores e que verificará a viabilidade técnica e ambiental da conexão, em articulação com o planejamento setorial.

Estabelecidas as condições do acesso pretendido pelo acessante, agente regulado ou consumidor livre, é emitido o Parecer de Acesso, pelo ONS, pela transmissora ou pela distribuidora, conforme o ponto de conexão desejado. Após, são celebrados os contratos de uso e conexão.

A.3.1 Contratos para acesso a rede

Os agentes regulados, para acesso a rede básica ou as DITs celebram os contratos: CCT (Contrato de Conexão à Transmissão), com a transmissora proprietária das instalações e o CUST (Contrato de Uso do Sistema de Transmissão), com o ONS. Para acesso as instalações de distribuição celebram: CCD (Contrato de Conexão à Distribuição) e CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição), com a distribuidora proprietária das instalações a serem acessadas.

Os consumidores livres para acesso a rede de transmissão celebram os contratos: CCT, com a transmissora proprietária das instalações, o CUSD com o ONS se o acesso se der na rede básica e para acesso a rede de distribuição o CCD com a distribuidora local e o CUSD se o acesso for as DITs ou em instalações de distribuição, em qualquer tensão. O acesso as DITs, faz com que a distribuidora local adite seu CCT, ou celebre outro, com a transmissora proprietária das instalações e também adite seu CUST com o ONS.

A Figura A1 ilustra estes contratos, indicando o consumidor livre (CL), o gerador despachado de forma centralizada pelo ONS (Gc), o não despachado de forma centralizada (Gd), a distribuidora (D) e a transmissora (RB ou DIT).

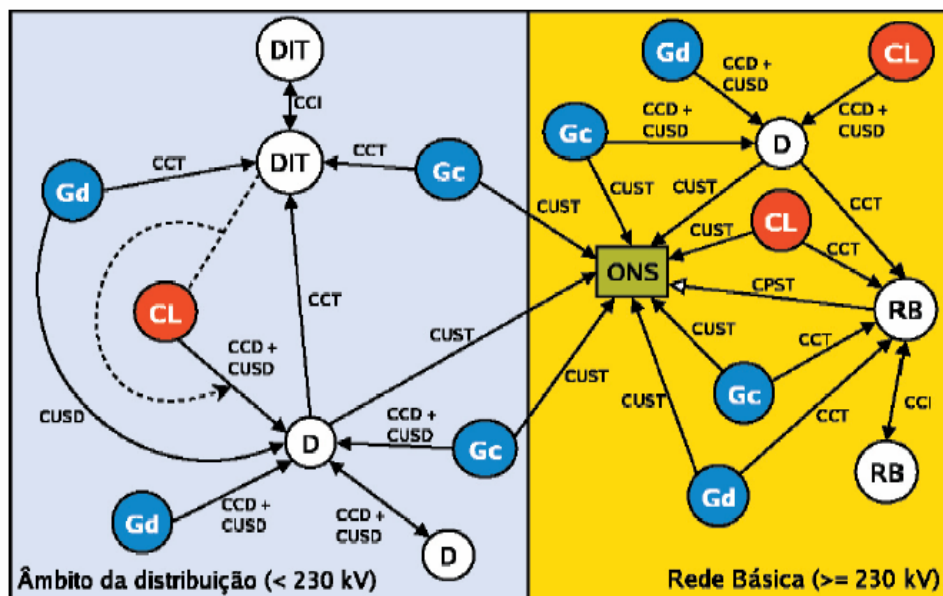


Figura 9 Contratos de transmissão e distribuição.

Fonte: Aneel Cadernos Temáticos 5 (2009).

Nos contratos de uso do sistema de transmissão e distribuição são especificados os montantes de potência máxima demandada ou injetada no ponto de conexão, em MW e, sobre estes montantes, é aplicada a tarifa de uso do sistema de transmissão (TUST) ou a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) com aplicação de penalidades no caso de ultrapassagem dos montantes contratados.

A.4 FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

A tarifa de energia era única em todo o Brasil até a década de 90 ou seja, todos os consumidores pagavam a mesmo valor pela energia consumida, independente do estado em que residiam.

A partir de 1995, com a Lei nº 8.987, foi estabelecida uma tarifa por área de concessão, podendo existir tarifas diferentes dentro de um mesmo estado. Estas tarifas são influenciadas pelo tamanho do mercado atendido, custo da energia comprada e tributos estaduais de cada região.

Atualmente, na fatura de energia elétrica, recebida mensalmente pelo consumidor, os custos são separados em custo com a energia consumida, custo com geração de energia, que corresponde a 31,33%, custo com transporte (transmissão e distribuição), na ordem de 35,23% e os custos referentes a encargos e tributos, que totalizam 33,45%. Estes percentuais foram fornecidos pela Superintendência de Regulação Econômica (SRE-Aneel 2007) e referem-se a valores médios destes custos.

Como visto anteriormente, unidades consumidoras do grupo A, enquadram-se na tarifa binômia, apresentando custo total de energia composto pelo somatório de demanda e energia. Portanto, no gerenciamento de suas contas, a análise da fatura de energia permite verificar se a utilização da energia elétrica está sendo realizada de modo eficiente e racional assim como se o contrato está de acordo com as reais necessidades da indústria. Esta análise poderá levar a redução de despesas com energia.

O fator de carga é um índice que permite verificar o quanto que a energia elétrica consumida é utilizada de forma racional e econômica.

A.4.1 Fator de Carga

Segundo a Resolução Aneel nº 456, Fator de Carga (FC) é a razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora, ocorridas no mesmo intervalo de tempo especificado. A seguir, as expressões que determinam o FC:

$$FC = D_{med} \text{ (kW ou kVA)} / D_{max} \text{ (kW ou kVA)} \quad (16)$$

ou

$$FC = (E(\text{kWh}) / P(\text{kW})) * n^{\circ} \text{ Horas} \quad (17)$$

Para consumidores com tarifa horo-sazonal o fator de carga é definido por segmento, ponta e fora da ponta, conforme as expressões a seguir:

$$FCP = \text{Consumo mensal de ponta (KWh)} / \text{Demanda de ponta (KW)} \times 65 \text{ h} \quad (18)$$

$$FCFP = \text{Consumo mensal fora de ponta (KWh)} / \text{Demanda fora de ponta(KWh)} \times 665 \text{h} \quad (19)$$

Onde, FCP é o Fator de Carga na ponta e FCFP o Fator de Carga fora de ponta.

A medida que o fator de carga se aproxima de 1, reduz o custo médio do kWh. Para que o FC se aproxime ao máximo de 1, algumas atitudes, se o processo produtivo permitir, podem ser tomadas: reduzir a demanda, mantendo o mesmo consumo por meio da programação do funcionamento das máquinas evitando funcionamento simultâneo delas ou aumentar o consumo, sem aumento da demanda, aumentando o número de horas de utilização dos equipamentos o que também implicará em aumento da produção. Tarefa praticamente impossível para indústrias que operam em regime de 8 horas diárias

Para uma análise da influência do fator de carga no preço médio do kWh aplica-se a expressão a seguir:

$$\text{Pmédio } p = (\text{tarifa de demanda } p \text{ (R\$/kW)} / \text{fator de carga } p * t p \text{ (h)}) + \text{tarifa de energia } p \text{ (R\$/kWh)} \quad (20)$$

$$\text{Pmédio } fp = (\text{tarifa de demanda } fp \text{ (R\$/kW)} / \text{fator de carga } fp * t fp \text{ (h)}) + \text{tarifa de energia } fp \text{ (R\$/kWh)} \quad (21)$$

Um fator de carga alto indica que a carga está distribuída ao longo do tempo enquanto que um fator de carga baixo representa concentração no consumo de energia elétrica em um curto período de tempo. Quanto maior o fator de carga, menor o custo médio da energia proporcionando a redução de custos com o insumo, aumentando a competitividade.

A.4.2 Encargos Setoriais e Tributos

Encargos Setoriais são contribuições definidas em leis aprovadas pelo Congresso Nacional, para fins específicos. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da Aneel, recolhidos pelas concessionárias por meio das tarifas cobradas aos consumidores. Embora tenham fins justificáveis, os encargos setoriais elevam a tarifa de energia paga pelo consumidor e estão listados a seguir:

RGR – Cota da Reserva Global de Reversão;

CCC – Conta de Consumo de Combustíveis;

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético;

CFURH – Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos);

ONS – Operador nacional do sistema;

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;

ESS – Encargos de Serviços do Sistema;

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia;

P&D – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética.

Os tributos são pagamentos compulsórios devidos ao poder público, a partir de determinação legal, assegurando recursos para o Governo no desenvolvimento de suas

atividades. Os tributos federais, estaduais e municipais incidentes sobre a comercialização de energia, incluídos na conta de energia elétrica, pagos pelos consumidores à concessionária de distribuição, são repassados aos cofres públicos.

Quando da publicação das tarifas por classes de consumo, através de Resoluções da Aneel, não estão incluídos os tributos ficando de competência da distribuidora o cálculo final da tarifa com inclusão destes tributos na fatura de energia do consumidor e a discriminação destes para posterior repasse a União, (PIS e COFINS), ao Estado (ICMS) e ao município a Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública (CIP), descritos a seguir:

- **PIS e COFINS** – tributos federais, cobrados pela União a fim de manter programas sociais do Governo Federal e programas voltados ao trabalhador. O PIS - Programa de Integração Social e COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social, são os tributos referidos.

Estes tributos tiveram suas alíquotas alteradas, para maior, em 2004 e passaram a ser calculadas de forma não cumulativa (por dentro), provocando uma elevação na fatura de energia. A variação destas alíquotas ocorre mensalmente.

- **ICMS** – imposto incidente sobre a circulação de mercadoria e serviços e é de competência dos governos estaduais e do Distrito Federal. Como é regulamentado pelo código tributário de cada estado, passa a ser variável de estado para estado. A alíquota do ICMS aplicada ao consumidor de energia da classe industrial no RS é de 17%. Compete a distribuidora arrecadar este imposto, na fatura de energia, e repassá-lo integralmente ao Governo Estadual. O seu cálculo também é feito “por dentro” como nos tributos federais.

Pela forma de cálculo “por dentro”, o montante das alíquotas do ICMS e do PIS/COFINS não é somente a soma delas, mas acabam, por força da lei, majoradas e transformando-se, na prática, numa alíquota superior.

▪ **Iluminação Pública** – como o município é responsável pelos serviços de projeto, implantação, expansão, operação e manutenção das instalações de iluminação pública este arrecada um imposto, denominado de CIP (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública) destinado a este fim, através da concessionária de energia, na fatura de energia. As distribuidoras apenas arrecadam a taxa que será repassada à prefeitura.