

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

EDSON LUIS BARBOSA CUNHA

**PROJEÇÃO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA DA
CLASSE INDUSTRIAL CONSIDERANDO CONSUMIDORES
ESPECIAIS**

Porto Alegre

2009

EDSON LUIS BARBOSA CUNHA

**PROJEÇÃO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA DA
CLASSE INDUSTRIAL CONSIDERANDO CONSUMIDORES
ESPECIAIS**

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

2009

EDSON LUIS BARBOSA CUNHA

**PROJEÇÃO DE MERCADO DE ENERGIA ELÉTRICA DA
CLASSE INDUSTRIAL CONSIDERANDO CONSUMIDORES
ESPECIAIS**

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. Daniel Pinheiro Bernardon, UNIPAMPA

Doutor pela UFSM – Santa Maria, Brasil

Prof. Dr. Luiz Tiarajú dos Reis Loureiro, UFRGS

Doutor pela UFRGS – Porto Alegre, Brasil

Prof. Dr. Roberto Petry Homrich, UFRGS

Doutor pela UNICAMP – Campinas, Brasil

Coordenador do PPGEE: _____

Prof. Dr. Arturo Suman Bretas

Porto Alegre, dezembro de 2009.

DEDICATÓRIA

Em especial, dedico este trabalho, a meu filho Johann, que apesar da distância, sempre está presente na minha mente e no meu coração.

A minha mãe e ao meu pai, por todo empenho e suporte, no sentido amplo da palavra, para que eu chegasse até aqui.

Aos meus irmãos, Mauro e Cléber.

Dedico também aos meus amigos, Carlos Eduardo e Edison Silva, que me acompanham desde a infância e sempre estiveram a meu lado nos momentos bons e ruins.

À minha namorada, Simone, que foi de importância fundamental, em todos os sentidos, nesta trajetória.

AGRADECIMENTOS

À professora Dra. Gladis Bordin, por me orientar, me incentivar, contribuir de forma muito valiosa para o desenvolvimento deste trabalho e por sua sensibilidade, paciência, sabedoria e compreensão nos momentos precisos.

Ao Instituto Federal Sul-rio-grandense que viabilizou meu afastamento, e aos colegas do curso de eletrotécnica por permitirem minha liberação dos encargos docentes.

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 e do Instituto Federal Sul-riograndense, na área de engenharia elétrica, pelo grande empenho para que o programa se realizasse.

À CAPES pela provisão da bolsa de mestrado.

Agradeço, principalmente, a Deus, pela oportunidade da realização deste trabalho e por poder dedicar e agradecer a estas pessoas que foram especiais nesta jornada.

À banca examinadora pela leitura, análise e comentários.

RESUMO

O mercado das distribuidoras de energia elétrica é composto por consumidores cativos, especiais potencialmente livres e potencialmente livres. Neste trabalho, considera-se consumidores cativos aqueles com demanda menor que 500kW, especiais potencialmente livres aqueles com demanda igual ou superior a 500kW e menor que 3MW e potencialmente livres aqueles com demanda igual ou superior a 3 MW. De acordo com a Lei nº 9427 de 1996, consumidor especial é qualificado segundo o critério de demanda contratada, ou seja, com demanda igual ou superior a 500 kW. Esse consumidor tem a alternativa de migrar para o mercado livre, desde que adquira energia somente de fontes incentivadas, como, pequenas centrais hidroelétricas, eólicas, biomassa e solar. Esta alternativa de migração resulta em uma fonte de incerteza nos estudos de mercado da distribuidora e, conseqüentemente, no volume de energia a ser adquirida para atendimento de seu mercado. A metodologia tradicional de projeção de mercado de energia elétrica da classe industrial não considera o consumidor especial de forma explícita. Neste sentido, o presente trabalho apresenta uma metodologia para projeção de mercado da classe industrial a longo prazo, considerando os consumidores especiais. Para avaliar o efeito desta migração sobre o mercado das distribuidoras foi construído um modelo de simulação, que contempla a decisão dos consumidores especiais. Com base no modelo proposto, são apresentados cenários de projeção de mercado, que comprovam a necessidade de considerar os consumidores especiais de forma explícita nos estudos de mercado e os efeitos na evolução do mercado das distribuidoras.

Palavras-chave — Energia elétrica, projeção de mercado, consumidores especiais.

ABSTRACT

The market for power utilities consists of captive consumers, special potentially free and potentially free. Here, one considers captives consumer, those with less than 500kW demand, special potentially free, those with demand greater than or equal to 500kW and less than 3 MW, and potentially free, those with demand greater than or equal to 3 MW. According to Law n. 9427 of 1996, special consumer is qualified according to the contracted demand criteria with demand equal to or greater than 500 kW. This consumer has the option to migrate to the free market, provided that they acquire energy only from encouraged sources, such as small hydropower, windpower, biomass power and solar power. This alternative of migration leads to an uncertainty in the power utilities market research and, consequently, in the amount of energy to be purchased to supply their market. The traditional methodology of forecasting the market the electrical energy for industrial class does not consider the particular consumer explicitly. In this sense, this work presents a methodology for forecasting the market for industrial class long-term, considering the special consumers. In order to evaluate the effect of migration on the distribution market, a simulation model was built, which includes the decision of the special consumers. Based on the proposed model, one presents scenarios of market forecasting, establishing the need to consider the special consumers explicitly in power utilities market research and its effects on evolution of market distribution.

Keywords — Electrical energy, forecasting of market, special consumers.

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	11
1.1	MOTIVAÇÃO	11
1.2	APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA	12
1.3	OBJETIVO	13
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO	14
2	REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (RE-SEB)	15
2.1	CONSIDERAÇÕES SOBRE A REESTRUTURAÇÃO	15
2.2	O CONSUMIDOR ESPECIAL	20
2.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	24
3	METODOLOGIA DE PROJEÇÃO DE MERCADO	25
3.1	INTRODUÇÃO	25
3.2	ASPECTOS GERAIS DA METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DE DEMANDA	25
3.3	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	27
3.4	METODOLOGIA TRADICIONAL	31
3.4.1	Metodologia e Modelo Tradicional para Projeção da Classe Industrial	33
3.5	METODOLOGIA PROPOSTA	36
3.6	MODELO PROPOSTO	39
3.6.1	Custo de Aquisição de Energia Elétrica para o Consumidor no ACR	39
3.6.2	Custo de Aquisição de Energia Elétrica para o Consumidor Especial no ACL	42
3.6.3	Projeção de Mercado da Distribuidora	45
4	APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO	47
4.1	CENÁRIOS PARA DISTRIBUIDORA 1 (TARIFAS E PREÇOS DA AES-SUL)	49
4.1.1	Análise de Resultados para Distribuidora 1 (AES-SUL)	53
4.2	CENÁRIOS PARA DISTRIBUIDORA 2 (TARIFAS E PREÇOS DA CEMIG)	54
4.2.1	Análise de Resultados para Distribuidora 2 (CEMIG)	58
4.3	CENÁRIOS PARA DISTRIBUIDORA 3 (TARIFAS E PREÇOS DA COSERN)	60
4.3.1	Análise de Resultados para Distribuidora 3 (COSERN)	63
4.4	SÍNTESE DE RESULTADOS	65
5	CONCLUSÕES	67
6	CONTRIBUIÇÕES E TÓPICOS PARA PESQUISA	68
6.1	CONTRIBUIÇÕES	68
6.2	TÓPICOS PARA PESQUISA	68
	REFERÊNCIAS	Erro! Indicador não definido.
	ANEXO A: TARIFAS, TRIBUTOS E IMPOSTOS NAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA	
	ELÉTRICA	76
A.1	TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA (ACR)	76
A.1.1	Estrutura Tarifária	77
A.2	TRIBUTOS E IMPOSTOS NAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA	80
	ANEXO B: PROGRAMA FONTE	83

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Estrutura organizacional do setor elétrico.....	19
Figura 2 Consumo por classes.....	26
Figura 3 Processo de uso da metodologia tradicional.....	32
Figura 4 Projeção de consumo industrial: metodologia tradicional.....	33
Figura 5 Estrutura global da metodologia proposta.....	38
Figura 6 Distribuidora 1: cenário 1.....	49
Figura 7 Distribuidora 1: cenário 2.....	50
Figura 8 Distribuidora 1: cenário 3.....	51
Figura 9 Distribuidora 1: cenário 4.....	52
Figura 10 Distribuidora 2: cenário 5.....	55
Figura 11 Distribuidora 2: cenário 6.....	56
Figura 12 Distribuidora 2: cenário 7.....	57
Figura 13 Distribuidora 2: cenário 8.....	58
Figura 14 Distribuidora 3: cenário 9.....	60
Figura 15 Distribuidora 3: cenário 10.....	61
Figura 16 Distribuidora 3: cenário 11.....	62
Figura 17 Distribuidora 3: cenário 12.....	63

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 Dados sobre os consumidores do subgrupo A4.....	48
Quadro 2 Encargos e tributos.....	48
Quadro 3 Projeção do PIB e externalidades.....	48
Quadro 4 Premissas para os cenários 1 e 2.....	49
Quadro 5 Resultados do cenário 1.....	49
Quadro 6 Resultados do cenário 2.....	50
Quadro 7 Premissas para os cenários 3 e 4.....	51
Quadro 8 Resultados do cenário 3.....	51
Quadro 9 Resultados do cenário 4.....	52
Quadro 10 Premissas para os cenários 5 e 6.....	54
Quadro 11 Resultados do cenário 5.....	54
Quadro 12 Resultados do cenário 6.....	55
Quadro 13 Premissas para os cenários 7 e 8.....	56
Quadro 14 Resultados do cenário 7.....	56
Quadro 15 Resultados do cenário 8.....	57
Quadro 16 Premissas para os cenários 9 e 10.....	60
Quadro 17 Resultados do cenário 9.....	60
Quadro 18 Resultados do cenário 10.....	61
Quadro 19 Premissas para os cenários 11 e 12.....	62
Quadro 20 Resultados do cenário 11.....	62
Quadro 21 Resultados do cenário 12.....	63
Quadro 22 Síntese de Resultados.....	65

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

CCEI: Contrato de Compra de Energia Incentivada

CCD: Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição

CCT: Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

CUSD: Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST: Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

IEE: Indústria de Energia Elétrica

MME: Ministério de Minas e Energia

PCH: Pequena Central Hidrelétrica

PIB: Produto Interno Bruto

PIE: Produtor Independente de Energia

PROCEL: Programa de Conservação de Energia Elétrica

RE-SEB: Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

SEB: Setor Elétrico Brasileiro

SIN: Sistema Interligado Nacional

TUST: Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

TUSD: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição

ICMS: Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços

PIS: Programa de Integração Social

COFINS: Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social

CCEAR: Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÃO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) passou por uma crise financeira após a década de 70. Segundo Greiner (apud Revista Brasil Energia, 1995, p.120) a “crise foi causada pelo alto endividamento do setor, em função da política contencionista das tarifas, do amplo programa de investimentos e da redução do aporte de capitais ao setor; a crise foi deflagrada pela elevação das taxas de juros, quando o setor estava pesadamente endividado e, finalmente, foi aprofundada pela insistência de sucessivos governos em conter as tarifas, na vã tentativa de reduzir a inflação”.

Desde a década de 90 o SEB vem passando por um processo de reestruturação, onde as empresas do setor foram desverticalizadas e algumas privatizadas. Com isto, as atividades básicas de geração, transmissão, distribuição e comercialização foram separadas comercialmente.

As privatizações no setor elétrico objetivaram: aumentar a eficiência econômica através de decisões mais adequadas em investimentos, melhor uso das plantas de geração, transmissão e distribuição, melhorias administrativas e nas opções para os consumidores (Hunt e Shuttleworth, 1996).

As reformas ocorridas estabeleceram mudanças na estrutura organizacional do setor elétrico. A criação do Ambiente de Contratação Regulado (ACR), Ambiente de Contratação Livre (ACL) e da figura do consumidor especial, aquele consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja igual ou superior a 500 kW, foram alguns resultados destas alterações.

Segundo a Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE), a contratação no ACR é formalizada 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 (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Já no ACL há a livre negociação entre os Agentes Geradores, Comercializadores, Consumidores Livres, Importadores e Exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais.

A comunidade acadêmica em parceria com empresas do setor, na intenção de promover melhorias no SEB, vem acompanhando as mudanças e contribuindo de forma significativa, pesquisando o efeito do impacto das reformas sobre o mercado de energia elétrica.

1.2 APRESENTAÇÃO DO PROBLEMA

Os investimentos das empresas no setor elétrico em termos técnicos e estratégicos, visando atender a demanda com qualidade e confiabilidade, dependem de um planejamento de mercado adequado ao atual contexto do SEB.

Anterior à Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RE-SEB), na década de 70, o planejamento de demanda era realizado sob o enfoque determinístico, pois a economia do país era estável, a elaboração de um único cenário era suficiente, baseado na série histórica de consumo de energia elétrica. Após a reestruturação do setor, os consumidores qualificados como livres, passaram a ter novas opções de fornecimento de energia, gerando incerteza no planejamento da demanda de distribuidoras, como consequência, o estudo de mercado deve ser realizado com multicenários.

No mercado de energia elétrica, a introdução da competição condicionou as empresas à elaboração de cenários e estratégias para compra e venda de energia, visando lucro. Para isto, a estratégia na manutenção de seus consumidores é condição prioritária.

O planejamento de mercado das distribuidoras envolve suas decisões, promovendo reações dos consumidores. A decisão destes consumidores de permanência ou não no mercado das distribuidoras, que é um Ambiente de Contratação Regulado (ACR), depende prioritariamente de suas estratégias.

O consumidor especial tem a liberdade de escolha de seu fornecedor, ou seja, pode ter o fornecimento da distribuidora ou de aproveitamentos a partir de fontes de energia alternativa (eólica, biomassa, solar, PCHs e co-geração qualificada). Essa alternativa facultada ao consumidor especial, gera incerteza quanto à demanda a ser atendida pela distribuidora.

Assim sendo, a decisão deste consumidor reflete-se diretamente nas metas de atendimento do mercado das distribuidoras, representando uma incerteza na projeção destas empresas.

1.3 OBJETIVO

O presente trabalho, objetiva desenvolver uma metodologia e modelo de projeção de mercado a longo prazo que contemple o comportamento dos consumidores especiais, de acordo com a legislação em vigor. O efeito da decisão de migração destes consumidores, entre os ambientes regulado (ACR) e livre (ACL), será objeto de análise, com o fim de comprovar a necessidade de considerar estes consumidores na projeção de mercado de energia elétrica das empresas distribuidoras, além de auxiliar na formulação de estratégias para compra e venda de energia elétrica.

1.4 ESTRUTURA DO TRABALHO

O presente trabalho está estruturado em cinco capítulos, incluindo este introdutório, como indicado a seguir.

O Capítulo 2 descreve a Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, apresenta a nova estrutura organizacional do SEB com a inclusão do consumidor especial, caracteriza o consumidor especial de forma a mostrar os prazos contratuais e os incentivos devido a troca de ambientes de contratação e a incerteza na projeção de mercado das distribuidoras devido a inserção deste consumidor.

O Capítulo 3 apresenta a revisão bibliográfica das metodologias utilizadas para projeção de mercado, descreve a metodologia e o modelo tradicionais de projeção de mercado. Ainda, apresenta a metodologia e o modelo propostos de projeção de mercado para atingir o objetivo do trabalho.

O Capítulo 4 aborda a aplicação do modelo proposto, através da construção de 12 cenários para análise de resultados, tendo-se como premissas fundamentais o valor da TUSD de demanda e o custo de migração. Os resultados de cada cenário são analisados individualmente, e após comparados entre si. No sentido de facilitar a leitura, é mostrada uma síntese de resultados.

O Capítulo 5 descreve as conclusões obtidas através da análise dos cenários estudados.

O Capítulo 6 resume as contribuições e indica tópicos para pesquisas posteriores.

2. REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO (RE-SEB)

Este capítulo trata da evolução da estrutura institucional do setor elétrico brasileiro, os motivos que levaram à reestruturação, os objetivos da reforma e as ações iniciais, problemas e riscos da implantação da reestruturação e ações tomadas para chegar ao primeiro modelo de estrutura organizacional do SEB até o modelo atual, buscando situar o consumidor especial no atual contexto do SEB.

2.1 CONSIDERAÇÕES SOBRE A REESTRUTURAÇÃO

Segundo Lotero (1999), “A partir da segunda metade da década de 80, a expansão do sistema elétrico brasileiro foi desacelerada, sobretudo por falta de recursos para investimentos, o que levou à reprogramação de obras. As consequências dessa medida foram atenuadas por dois fatores: o longo período recessivo que viveu o país, contendo a evolução do consumo de eletricidade, e a existência de sobras na oferta de energia elétrica, cuja absorção foi prejudicada pelas incertezas quanto ao rumo da economia nacional”.

Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), a perda da capacidade do Estado em realizar investimentos suficientes, as tarifas de energia elétrica insuficientes para cobrir os custos e prover retorno adequado aos investimentos, as transferências financeiras intra-setoriais que induziram à ineficiência empresarial e a utilização das concessionárias, por vezes, para equilibrar o balanço de pagamento do País, são as principais características da crise.

Ainda, Lotero (1999) menciona, “pressionado pela crise fiscal, pela necessidade de grande volume de investimentos para acompanhar o crescimento econômico, pela globalização econômica e pelas mudanças tecnológicas, o Brasil inicia o processo de privatização do setor elétrico, concomitantemente com a discussão sobre os novos marcos regulatórios que irão regular as relações entre os agentes deste novo mercado”.

A ampliação da eficiência do setor elétrico, o estabelecimento de um mercado competitivo para assegurar a modicidade das tarifas, a elevação da qualidade do serviço e a eficiência dos agentes públicos e privados, a consecução dos investimentos necessários para a expansão do sistema com o ingresso de capitais privados e a retirada do Estado dos investimentos do setor são, segundo Lotero (1999) são os principais objetivos e estratégias para a reestruturação e privatização da IEE.

A competição justa na geração, comercialização e suprimento, o acesso livre e não discriminatório aos sistemas de transmissão e distribuição e o estabelecimento de regras e procedimentos simples e transparentes, são os meios para alcançar os objetivos mencionados no parágrafo anterior (MENDES, 2005).

O mercado competitivo promove várias mudanças, tanto em termos industriais quanto empresariais e as incertezas estratégicas e regulatórias para os agentes do setor elétrico não têm antecedentes fazendo com que modelos de simulação assumam um papel essencial. Neste sentido, o presente trabalho objetiva analisar o efeito dos consumidores especiais quanto a troca de fornecimento sobre o mercado das distribuidoras.

O Presidente Fernando Henrique Cardoso sancionou a “Lei das Concessões”, Lei nº. 9.074, de 7 de julho de 1995 (BRASIL, 1998). Esta lei estabeleceu as normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, criou a figura do Produtor Independente de Energia (PIE), assegurou o livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e permitiu que consumidores existentes, cuja demanda seja igual ou superior a 3 MW, atendidos em tensões iguais ou superiores a 69 kV, pudessem escolher livremente seu fornecedor de energia elétrica. Consumidores novos, ou seja, aqueles atendidos após 7 de julho de 1995, poderiam se tornar livres, independentemente do nível de tensão, desde que respeitado o limite de demanda igual ou superior a 3 MW.

A Lei nº 9427 de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que tem por finalidade regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal. Esta mesma lei também definiu que os aproveitamentos a partir de fontes de energia alternativa (eólica, biomassa, solar, PCHs e co-geração qualificada) passaram a poder atender consumidores com carga igual ou superior a 500 kW, em qualquer nível de tensão. Estes consumidores são denominados pela ANEEL, de “consumidores especiais”, pois são dotados de características não encontradas nos consumidores livres.

Com a reforma, os consumidores foram classificados em quatro categorias, quais sejam: consumidor cativo, consumidor potencialmente livre, consumidor especial e consumidor livre. A caracterização destes consumidores é realizada conforme Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004. Neste trabalho consideram-se cinco categorias. O consumidor com demanda igual ou superior a 500 kW e menor que 3 MW, que compõe o mercado da distribuidora é denominado de consumidor especial potencialmente livre.

O consumidor cativo é aquele que adquire energia de concessionária ou permissionária a cuja rede esteja conectado e segundo tarifas regulamentadas pela ANEEL, tendo um Contrato/Produto Padrão com a concessionária.

O Consumidor Potencialmente Livre é caracterizado por possuir demanda contratada igual ou superior que 3MW em qualquer horário (ponta ou fora de ponta) e estar ligado à rede de distribuição ou de transmissão em nível de tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV. Para unidades consumidoras ligadas após de 07 de julho de 1995, data de publicação da Lei Nº. 9074 de 1995, não há restrição do nível de tensão, ou seja, é requisito apenas possuir demanda contratada superior a 3MW.

O Consumidor Livre é aquele que exerce a opção por contratar seu fornecimento de energia elétrica, no todo ou em parte, de agentes do mercado (permissionário ou autorizado do sistema interligado), fora do Ambiente de Contratação Regulado.

No ambiente de contratação livre, os consumidores podem escolher o fornecedor de energia elétrica de acordo com a sua conveniência, tendo a liberdade para negociar o preço e as condições contratuais, de forma a atender o seu consumo e atingir a economia esperada.

O Decreto nº 5163, de 30 de julho de 2004, afirma que os consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500kW, quando adquirirem energia de PCHs ou de fontes alternativas, serão incluídos no ACL. Com base nesta nova modalidade de CLs, o objetivo deste trabalho de pesquisa é o efeito da decisão destes consumidores quanto a troca de fornecimento sobre o mercado das distribuidoras.

Com a criação das figuras de consumidor livre, consumidor especial e produtor independente de energia elétrica, o modelo institucional do SEB foi estabelecido, conforme ilustra a Figura 1.

O setor elétrico está vinculado ao Ministério das Minas e Energia (MME), é composto pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), pela Câmara de Comercialização de energia Elétrica (CCEE), por empresas concessionárias federais, estaduais, municipais e privadas e por consumidores livres, cativos, potencialmente livres e especiais.

A EPE tem por finalidade prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, e a CCEE viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional nos Ambientes de Contratação Regulado e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo.

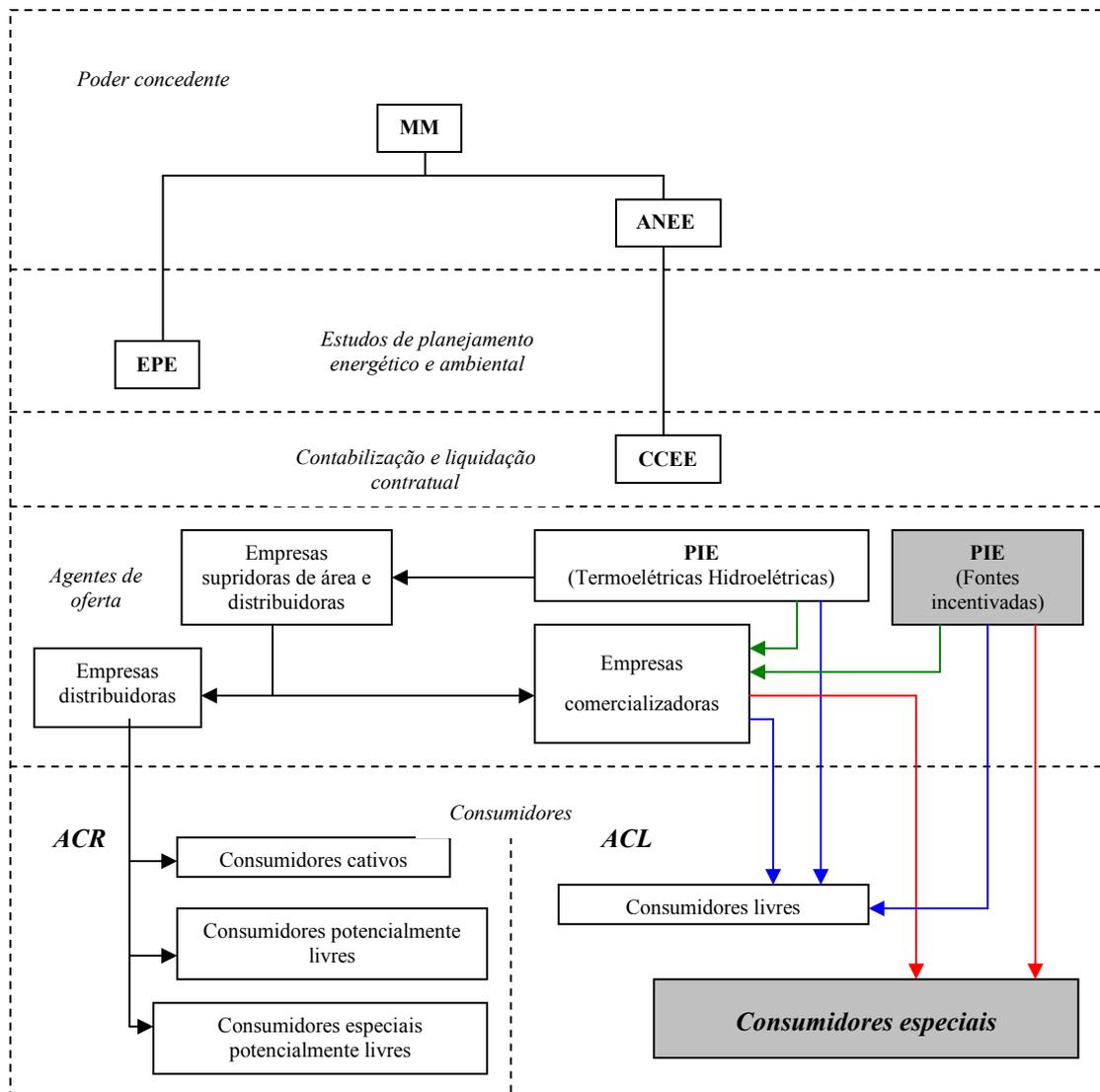


Figura 1 Estrutura organizacional do setor elétrico.

Fonte: adaptado de SILVA, 2007.

De acordo com a Lei Nº. Lei 9427 de 1996 “os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei Nº. 9.074, de 7 de

julho de 1995, observada a regulamentação da ANEEL, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% da energia média que produzirem.”

2.2 O CONSUMIDOR ESPECIAL

Durante o período de 1957 a 1992, conhecido no Setor Elétrico Brasileiro como “Período da Regulamentação”, o Governo Federal preferiu dar ênfase à construção de grandes obras de geração, assim, pequenas usinas não foram incluídas no plano de expansão. A partir de meados da década de 90, refletindo a tendência mundial de se dar preferência a obras de baixo impacto ambiental, a situação começou a mudar e vários incentivos passaram a ser concedidos para fontes de energia alternativa e para os consumidores atendidos por elas (ALMEIDA, 2007).

Segundo a Lei 9.478, de agosto de 1997, as políticas nacionais para o aproveitamento racional das fontes de energia visam, dentre outras, identificar as soluções mais adequadas para o suprimento de energia elétrica nas diversas regiões do país, utilizar fontes alternativas de energia mediante o aproveitamento econômico dos insumos disponíveis e das tecnologias aplicáveis, proteger o meio ambiente e promover a conservação de energia,

O Consumidor Especial é o consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante do mesmo submercado no Sistema Interligado Nacional (SIN), reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja igual ou superior a 500 kW (Resolução Normativa N°. 247 de 2006), são dotados de características não encontradas nos consumidores livres atendidos por energia convencional, proveniente de geradores de grande porte. Embora previstos desde 1996, os

primeiros contratos de atendimento a consumidores especiais só foram implementados a partir de 2002 (ALMEIDA, 2007).

Para ser qualificado como especial, o consumidor deverá comprovar sua carga para uma unidade consumidora, pela demanda contratada por um período mínimo de doze meses e para um conjunto de unidades consumidoras, pela soma das demandas contratadas por um período mínimo de doze meses para cada contrato.

Os consumidores, ou conjunto de consumidores deverão celebrar os seguintes contratos com a concessionária ou permissionária de distribuição ou transmissão, em cujo sistema a unidade consumidora esteja conectada:

- a) Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) ou Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT), nos termos da regulamentação específica; e
- b) Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) ou Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), nos termos da regulamentação específica.

A comercialização implicará a celebração do Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI), com cláusulas e preços livremente negociados entre o Agente Gerador Incentivado e o Consumidor Especial. A celebração deste contrato só será permitida respeitados os contratos em vigor, devendo o consumidor comunicar, formalmente, à concessionária ou permissionária de distribuição responsável pelo atendimento, no prazo acordado, seu interesse pela não prorrogação, total ou parcial, do instrumento contratual existente.

O Consumidor Especial, cujo contrato de fornecimento com a concessionária ou permissionária de distribuição seja de prazo indeterminado, só poderá adquirir energia elétrica oriunda de fontes incentivadas, 180 dias após declaração formal desta opção à concessionária ou permissionária de distribuição.

O Consumidor Especial que optou por adquirir parte ou a totalidade do respectivo consumo de energia por meio da comercialização de energia incentivada, respeitando os

contratos em vigor, poderá voltar a ser atendido na sua totalidade pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição, sob a prevalência de tarifas e condições reguladas. Esta opção deverá ser formalizada à concessionária com 180 dias de antecedência, em relação à data do início do fornecimento, podendo este prazo ser reduzido a critério da concessionária ou permissionária de distribuição.

Se após esta comunicação existirem eventuais repercussões financeiras para a concessionária ou permissionária de distribuição, em virtude do insucesso ou desistência do processo de livre contratação ou da desistência do consumidor em retornar ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), serão de total responsabilidade do respectivo consumidor.

Os aproveitamentos e empreendimentos que recebem incentivos do governo federal, denominados geradores incentivados¹, são:

- Os aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinado a produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;
- Os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 kW;
- Os empreendimentos com base em fontes solar, eólica, biomassa e co-geração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 50.000 kW.

A ANEEL estipulará, como incentivo para esses empreendimentos, percentual de redução não inferior a 50% a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão (TUST) e de distribuição (TUSD), incidindo na produção e no consumo da energia comercializada, conforme Lei Nº11.488 de 2007.

¹ Agente Gerador Incentivado é o agente titular de concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para gerar energia elétrica a partir de aproveitamentos e empreendimentos incentivados (Resolução Normativa Nº 247 de 2006) .

Segundo a Resolução Normativa N°.77 de 2004, os empreendimentos, relacionados a seguir, têm direito a 100 % de redução, a ser aplicado às tarifas de uso dos sistemas elétricos de transmissão e de distribuição, incidindo na produção e no consumo da energia comercializada:

- os geradores incentivados com o referido percentual de redução, para a produção, já estabelecido em ato autorizativo e que iniciaram a operação comercial até dia 31 de dezembro de 2003;
- os caracterizados como PCH, com potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 30.000 kW, que iniciaram a operação comercial no período entre 1º de outubro de 1999 e 31 de dezembro de 2003;
- aqueles a partir de fonte eólica, biomassa, assim como os de cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, que iniciaram a operação comercial no período entre 23 de abril de 2003 e 31 de dezembro de 2003; e
- aqueles que utilizem como insumo energético, no mínimo, 50% de biomassa composta de resíduos sólidos urbanos e/ou de biogás de aterro sanitário ou biodigestores de resíduos vegetais ou animais, assim como lodos de estações de tratamento de esgoto.

Os geradores incentivados poderão comercializar sua produção de energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando à garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% da energia média que produzirem. O não cumprimento do limite de 49% implicará perda do desconto na TUSD e TUST.

A comercialização da energia proveniente dos Agentes Geradores Incentivados com os Consumidores Especiais poderá ser realizada por intermédio de comercializador autorizado pela ANEEL (Resolução Normativa N°. 247 de 2006).

As unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesse de fato ou de direito, para serem atendidas, devem estar localizadas em áreas contíguas, caso não estejam, devem possuir o mesmo Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ), conforme Resolução Normativa N°. 247 de 2006.

O consumidor será responsável por todos os custos referentes à aquisição e instalação dos equipamentos de medição necessários para a nova conexão ou adequação da medição existente, conforme o padrão estabelecido pela concessionária ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo abordou-se a necessidade da união entre o Estado e o setor privado no fornecimento de energia elétrica, a divisão de mercado entre os agentes, a criação de dois ambientes de contratação de energia, regulado (ACR) e livre (ACL).

Os consumidores especiais ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500kW, quando adquirirem energia de PCHs ou de fontes alternativas, serão incluídos no ACL.

A expansão do mercado livre se volta para os consumidores especiais, aqueles com demanda entre 0,5 MW e 3 MW, que podem adquirir energia de PCHs ou de fontes alternativas. Mudanças regulatórias recentes permitem que as comercializadoras possam vender e comprar energia de fontes incentivadas.

A inserção dos consumidores especiais no mercado das distribuidoras representa uma nova incerteza nas projeções de mercado destas concessionárias. Neste sentido, o presente trabalho analisa o efeito da troca de fornecedor, por parte de consumidores especiais, sobre a evolução do mercado de distribuidoras.

3. METODOLOGIA DE PROJEÇÃO DE MERCADO

Este capítulo descreve, inicialmente, a metodologia e o modelo tradicional de projeção de mercado. Na sequência, apresenta a metodologia e modelo proposto de projeção de mercado.

3.1 INTRODUÇÃO

O caráter indicativo do planejamento energético recomenda que as previsões de mercado e os investimentos para garantir o atendimento sejam conduzidos em condições adequadas. Isto implica na redução das incertezas e adoção de novos parâmetros e métodos que dêem conta da complexidade que envolve a indústria da energia elétrica.

3.2 ASPECTOS GERAIS DA METODOLOGIA DE PLANEJAMENTO DE DEMANDA

As mudanças sócio-políticas-econômicas, na qual fazem parte as empresas de energia elétrica, determinam a evolução do planejamento da demanda.

O final da década de 70, o planejamento dos sistemas de energia elétrica se desenvolvia num ambiente de relativa estabilidade econômica e a expansão da oferta antecipava o crescimento da demanda (SCHUCH, 2000).

Os modelos de projeção de demanda baseavam-se na extrapolação da série temporal de consumo de energia elétrica e na correlação do consumo com uma variável econômica (PIB, por exemplo). A projeção era baseada em métodos econométricos, baseada em séries históricas e fortemente apoiada na teoria econômica.

“Os modelos de previsão que se apóiam exclusivamente ou se fundamentam na evolução das séries históricas, tomam como premissa básica, que o comportamento do fenômeno no futuro não se desviará significativamente da tendência verificada. Não se considera efetivamente, a possibilidade de mudanças substanciais” (Cairo e Bermann, 1998).

Essas projeções, segundo CARREIRO et al. (1992), apresentavam considerável grau de acerto até o final da década de 70.

Segundo BRANDÃO (1992), a projeção de consumo por classe segue a metodologia do DNAEE (Portaria 760 de 1 de julho de 1976). As classes comercial e industrial são as de maior participação, conforme mostra a Figura 2, pois representam a maior participação no consumo global do país.



Figura 2 Consumo por classes.

Fonte: COPAM/EPE (EPE, 2009).

Para a projeção da classe industrial divide-se os consumidores em tradicionais, onde a projeção é feita a partir da série histórica, e grandes consumidores (grandes indústrias), estes analisados individualmente, com base em pesquisa direta junto aos consumidores. Esta divisão de consumidores foi adequada até o período anterior as reformas do SEB.

As reformas definiram um Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e um Ambiente de Contratação Livre (ACL). Neste contexto, os consumidores são qualificados como regulados e livres em um dos ambientes. Assim, a decisão dos consumidores por um ou outro ambiente de contratação deve ser agregada ao processo de projeção de demanda das distribuidoras.

3.3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A seguir é feita a revisão de metodologias e modelos utilizados no planejamento do mercado de energia elétrica.

Srinivasan, Liew e Chen (1991) descrevem a aproximação da rede neural para melhorar a projeção de demanda de eletricidade no curto prazo. Esta rede é baseada num paradigma neural não-estatístico. A carga é decomposta em um teste padrão diário diferenciado no nível de atividade durante o dia, em um teste padrão semanal que representa o efeito do dia da semana na carga, uma componente da tendência a respeito do crescimento sazonal e uma componente do tempo que reflita os desvios da carga devido às flutuações do tempo. O desempenho desta rede foi comparado com alguns métodos de alisamento convencionais de uso geral e métodos estocásticos para demonstrar a superioridade desta aproximação.

Faria (1993) apresenta uma proposta de projeção de mercado de energia elétrica que se apóia nas formulações clássicas de base econométrica – avaliando os efeitos renda e preço. Os resultados das previsões de mercado de energia, compatíveis com hipóteses macroeconômicas e de políticas tarifárias bem definidas, têm seus impactos imediatamente avaliados, tanto na expansão do sistema elétrico como um todo, quanto na situação econômico-financeira do setor.

Al-Alawi e Islam (1996) descrevem sobre os modelos autônomos que caracterizam-se por tentar relacionar o crescimento futuro da demanda ao crescimento de demanda registrado no passado, e que utilizam-se de técnicas estatísticas, como o modelo de Box-Jenkins, alisamento exponencial, regressão linear múltipla, modelos adaptativos climáticos, estimativa de dados e filtros Kalman e modelos sócio-econômicos.

Neubauer, Westman e Ford (1997) apresentam um modelo de simulação utilizando simulação dinâmica com a finalidade de projetar a perda de consumidores pela *Bonneville Power Administration* (BPA), nos Estados Unidos, para os Produtores Independentes de Energia. O objetivo do modelo é auxiliar no planejamento estratégico da expansão da capacidade de geração sob condições de competição com PIEs.

Caio e Bermann (1998) analisam as metodologias de projeção de mercado de energia elétrica, frente ao novo perfil de mercado decorrente do processo de privatização no Brasil. São abordadas as técnicas tradicionais de projeção de mercado de energia utilizadas no passado recente, suas limitações quanto à aplicabilidade tendo em vista a nova dinâmica da economia, que induz a adoção de metodologias mais complexas, capazes de captar as mudanças estruturais e que permitem a utilização de variáveis externas no processo de planejamento energético. No trabalho são descritos os modelos: econométricos, técnico-econômicos, insumo-produto de Leontief, MEDEE/C, de requerimento (IDEE), Message e Markal.

Makidakis, Wheelwright e Hyndman (1998) descrevem sobre técnicas quantitativas e a análise de séries temporais e modelos de previsão. Os modelos que explicam um evento como função de uma das variáveis independentes, seja de fatores econômicos (consumo, inflação) ou de fatores naturais são denominados de explanatórios. O propósito destes modelos é descobrir quais são e como se relacionam as variáveis e como elas influenciam um determinado evento para finalmente utilizar o conhecimento destas relações para previsões.

Charytoniuk, Chen, Kotas, e Van Olinda (1999) apresentam a aplicação da estimativa não paramétrica de densidade de probabilidade para o problema de projeção de demanda do cliente utilizando o maior número de informações necessárias. O método utiliza a informação da pesquisa da demanda, incluindo condições meteorológicas, para construir um modelo

probabilístico de demanda que expressa a natureza aleatória da demanda e sua dependência da temperatura.

Schuch (2000) parte da suposição de que os fatores estratégicos e comportamentais dos agentes de mercado devem ser incluídos na modelagem das estimativas de demanda de empresas distribuidoras e comercializadoras, pois estes fatores constituem-se em uma nova fonte de incerteza nos estudos de mercado. Apresenta uma metodologia e um modelo matemático, com base na técnica de análise e modelagem de dinâmica de sistemas, que comprovam a necessidade de incluir os fatores comportamentais no processo de planejamento de demanda.

Ford (2001) descreve um modelo computacional para simular, de maneira geral, a construção da planta energética em um sistema como o da Califórnia. Os resultados foram obtidos através de suposições sobre o comportamento dos investidores. O crescimento na demanda foi considerado a uma taxa constante de 2% ao ano.

Castelo Branco (2003) apresenta uma nova metodologia de projeção de demanda de energia elétrica, que complementa a metodologia tradicional, com agregação de novas variáveis explicativas, como por exemplo: tarifas, metas de conservação ou racionalização, entre outras.

Carvalho (2005) discute os vários métodos de tratamento das incertezas nos modelos energéticos, com destaques para a elaboração de cenários alternativos de desenvolvimento e para o uso da técnica Delphi de levantamento de opiniões de especialistas. Monta-se, por fim, à guisa de um estudo de caso que visa contribuir para o necessário processo de descentralização do planejamento energético no País, cenários alternativos de desenvolvimento para a projeção da demanda energética do Estado da Bahia, de uma forma concatenada com cenários semelhantes no âmbito nacional.

Romera, Morán e Fernández (2006) propõem uma nova abordagem nas séries temporais para projeção de demanda mensal de energia elétrica na qual é dividida em duas novas séries. Duas redes neurais são desenvolvidas para prevê-las separadamente. Estas previsões são somadas para obter a projeção total. Diversos métodos foram testados com a finalidade de encontrar qual fornece o melhor desempenho na extração da tendência. A técnica proposta foi aplicada ao consumo de energia elétrica mensal na Península espanhola. Os resultados obtidos foram melhores que os alcançados quando somente uma rede neural foi usada para prever a série original do consumo e também do que aquelas obtidas com o modelo Auto Regressivo Integrado de Média Móvel (ARIMA).

Silva (2007) propõe um modelo de planejamento de demanda de energia elétrica que contempla o processo de decisão de consumidores e as atuais regras de comercialização na projeção da demanda de distribuidoras, com aplicação na definição de estratégias destas empresas, dando suporte às decisões de contratação de energia. São realizados estudos de caso para diferentes estratégias das distribuidoras e diferentes cenários de preços, constatando-se a necessidade da consideração destas estratégias e da decisão dos consumidores no processo de planejamento da demanda. A modelagem deste problema utiliza simulação dinâmica e o modelo proposto objetiva complementar o modelo tradicionalmente em uso nas distribuidoras.

Boff (2007), identifica as variáveis explicativas do consumo de energia elétrica da área de concessão da AES Sul, ajusta modelos que descrevam o comportamento passado de cada classe de consumo, através de análise estatística e do desenvolvimento da técnica de cenários. O uso destes modelos em conjunto com cenários elaborados, visa projetar o mercado a ser atendido pela distribuidora. As projeções foram realizadas para o horizonte mensal e anual. O trabalho aborda, também, a influência da projeção de mercado nos resultados da empresa.

Spackman, Sivakumar, Nair e Yeung (2007) descrevem o desenvolvimento de um modelo espacial de projeção a longo prazo para redes de distribuição limitada a Auckland, região da Nova Zelândia. O modelo usa uma abordagem política dirigida para simplificar dados e simulação exigidos em métodos anteriores. Este modelo trabalha com limite da saturação da demanda de eletricidade para pequenas áreas geográficas usando a política de divisão em zonas. O modelo incorpora análise de cenários para prever uma faixa de valores possíveis de demanda máxima. A comparação mostra que os resultados da previsão da política dirigida são consistentes com os métodos de projeção já existentes.

Conforme revisão bibliográfica realizada, várias metodologias têm sido publicadas na área de planejamento de mercado, porém nenhuma contempla o tratamento dos consumidores especiais. Neste sentido, o presente trabalho objetiva complementar a metodologia tradicional, considerando os consumidores especiais na projeção de mercado das distribuidoras de energia elétrica.

3.4 METODOLOGIA TRADICIONAL

A metodologia tradicional é baseada na Portaria DNAEE nº 760, de julho de 1976. Esta metodologia considera que o futuro é determinável a partir das variáveis históricas de demanda. Este tipo de abordagem faz extrapolação de tendências do passado pela aplicação de séries temporais, ou seja, conhecendo-se o passado é possível projetar o futuro (SCHUCH, 2000; CASTELO BRANCO, 2003).

Para elaboração de cenários macroeconômicos é necessário o estudo e mapeamento das incertezas, bem como a construção de futuros possíveis, os quais subsidiarão os cenários através de análises de sensibilidade e aplicação da relação entre indicadores de renda e consumo de energia.

O conhecimento da série histórica anual, as informações sobre autoprodutores, grandes consumidores e os consumidores especiais são de fundamental importância para o início do processo de projeção, conforme ilustrado na Figura 3.

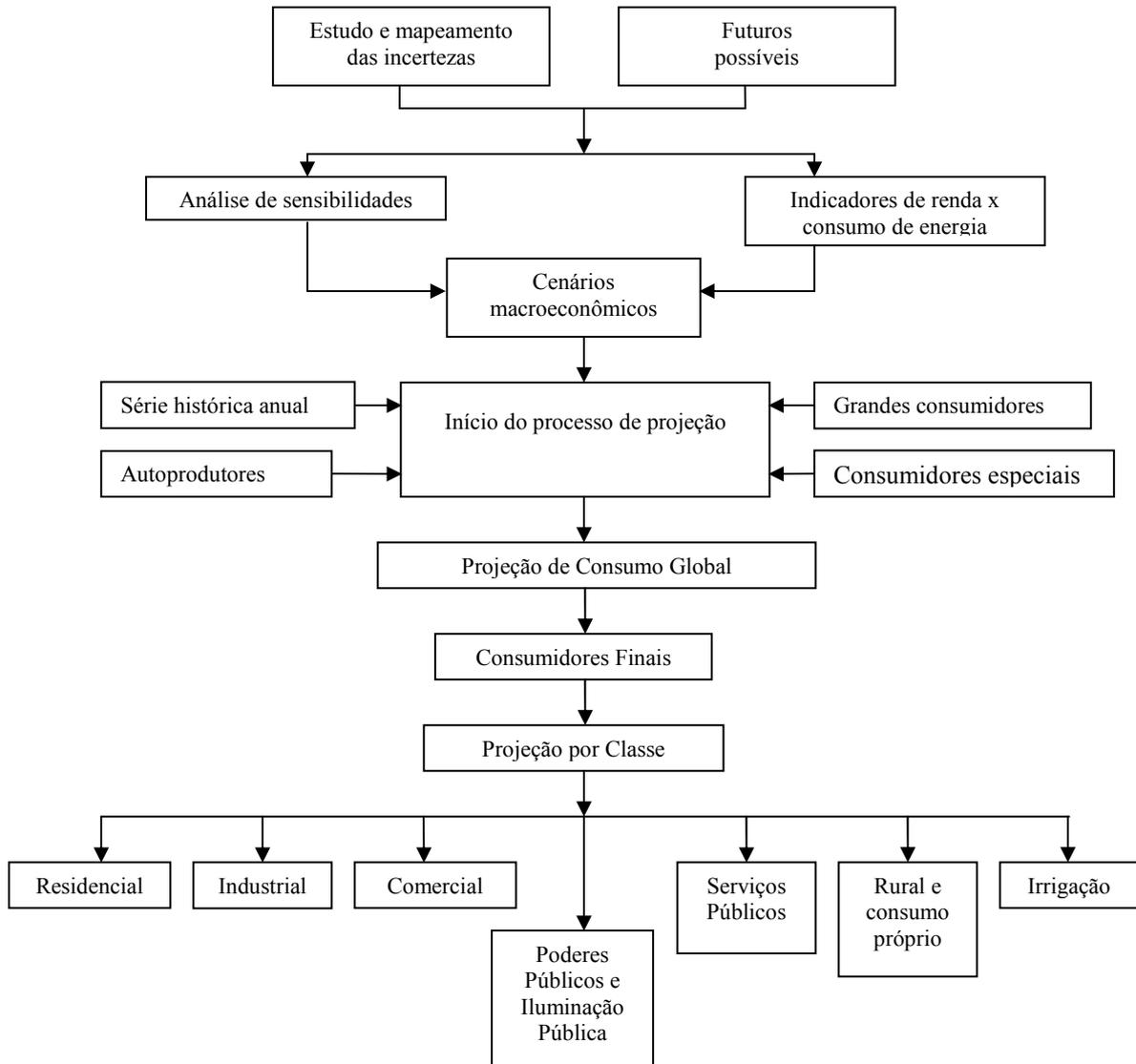


Figura 3 Processo de uso da metodologia tradicional.

Segundo Carvalho (2005), “Devido à grande velocidade dos meios de comunicação e a rápida avaliação global em qualquer movimento, social, político, econômico e tecnológico, a utilização de técnicas analíticas usuais, geralmente lineares, torna o ambiente estratégico caótico e, eventualmente, não administrável. Estes fatores conduzem os decisores ao uso de técnicas de análise sistêmicas empregando cenários alternativos de desenvolvimento como

ferramentas extremamente úteis nas avaliações estratégicas da organização e na tomada de decisões”.

O consumidor especial, em geral, pertence aos segmentos industriais e comerciais. Compõe esses segmentos shopping-centers, indústrias, redes varejistas, supermercados, setor bancário, entre outros. Com base nisso, o presente trabalho tem seu foco no efeito dos consumidores especiais sobre a projeção de consumo da classe industrial, conforme visto no Capítulo 2.

3.4.1 Metodologia e Modelo Tradicional para Projeção da Classe Industrial

A classe industrial é a que concentra a maioria dos consumidores livres e potencialmente livres. Segundo Faria (1993), para fins de projeção, as indústrias são divididas em dois segmentos: grandes indústrias ou grandes consumidores, (geralmente eletrointensivas) e indústrias tradicionais, que representam as indústrias não enquadradas como grandes consumidores, conforme representado na Figura 4.

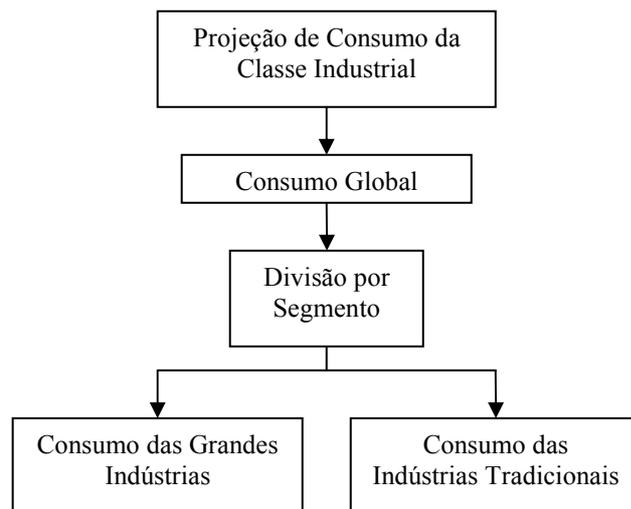


Figura 4 Projeção de consumo industrial: metodologia tradicional.

Fonte: Castelo Branco (2003).

A projeção de consumo das indústrias tradicionais é elaborada conforme a tendência histórica do segmento e a elasticidade entre o PIB e o consumo de energia elétrica.

O consumo das grandes indústrias, nos seis primeiros anos, é projetado através de pesquisa direta junto aos grandes consumidores; para os anos subseqüentes, é projetado de forma similar ao segmento tradicional, ou seja, com base no PIB.

As expressões utilizadas no modelo tradicional foram baseadas em Silva (2007).

O consumo projetado para os consumidores tradicionais é obtido através da expressão (3.1).

$$Ct_i = Ct_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + E_i \quad (3.1)$$

Onde:

Ct_i = Consumo industrial tradicional projetado para o ano i (MWh);

Ct_{i-1} = Consumo industrial tradicional no ano $i - 1$ (MWh);

TP_i = Taxa de crescimento do PIB no ano i (%);

E_i = Externalidades no ano i (MWh); e

i = Índice do ano de projeção.

As externalidades representadas na expressão (3.1) dizem respeito ao plano de expansão dos consumidores e/ou a políticas governamentais de incentivo ou redução de consumo desta classe, dependendo da política estabelecida para o horizonte de projeção.

Para os grandes consumidores, a formulação utilizada na projeção de demanda para os seis primeiros anos, nos períodos de ponta e fora de ponta, é dada pelas expressões (3.2) e (3.3), respectivamente:

$$Cep_i = FCp_i \cdot Hp_i \cdot Dp_i + Exp_i \quad (3.2)$$

$$Cef_i = FCf_i \cdot Hf_i \cdot Df_i + Exf_i \quad (3.3)$$

Onde:

Cep_i = consumo projetado dos grandes consumidores industriais na ponta no ano i (MWh);

Cef_i = consumo projetado dos grandes consumidores industriais fora da ponta no ano i (MWh);

FCp_i = Fator de carga na ponta no ano i ;

FCf_i = Fator de carga fora da ponta no ano i ;

Hp_i = Número de horas na ponta no ano i (horas/ano);

Hf_i = Número de horas fora da ponta no ano i (horas/ano);

Dp_i = Demanda na ponta contratada para o ano i (MW);

Df_i = Demanda fora da ponta contratada para o ano i (MW);

Exp_i = Expansão na ponta no ano i (MWh); e

Exf_i = Expansão fora da ponta no ano i (MWh).

O Fator de Carga é a razão entre a demanda média, durante um determinado intervalo de tempo, e a demanda máxima registrada no mesmo período, com valores dentro do intervalo de 0 a 1.

A partir do sétimo ano, projeta-se o consumo na ponta e fora da ponta através das expressões (3.4) e (3.5), respectivamente.

$$Cep_i = Cep_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + Exp_i \quad (3.4)$$

$$Cef_i = Cef_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + Exf_i \quad (3.5)$$

Onde:

Cep_{i-1} = consumo dos grandes consumidores industriais na ponta do ano anterior ao ano i (MWh);

Cef_{i-1} = consumo dos grandes consumidores industriais fora da ponta do ano anterior ao ano i

(MWh);

TP_i = taxa de crescimento do PIB no ano i (%);

Exp_i = Expansão na ponta no ano i (MWh); e

Exf_i = Expansão fora da ponta no ano i (MWh).

O consumo total (Ce_i) do segmento dos grandes consumidores e o consumo total da classe industrial (CI_i) são dados através das expressões (3.6) e (3.7), respectivamente.

$$Ce_i = Cep_i + Cef_i + E_i \quad (3.6)$$

$$CI_i = Ct_i + Ce_i - Ef_i \quad (3.7)$$

Onde:

Ce_i = consumo total do segmento dos grandes consumidores no ano i (MWh);

CI_i = consumo total da classe industrial no ano i (MWh);

Cep_i = consumo projetado dos grandes consumidores industriais na ponta no ano i (MWh);

Cef_i = consumo projetado dos grandes consumidores industriais fora da ponta no ano i (MWh);

Ct_i = Consumo industrial tradicional projetado para o ano i (MWh);

E_i = externalidades no ano i (MWh);

Ef_i = Eficientização no ano i (MWh), obtida a partir de dados do Programa de Conservação de Energia Elétrica (PROCEL).

No atual contexto de mercado, com aumento das incertezas, a metodologia tradicional apresenta limitações, mencionadas a seguir.

3.5 METODOLOGIA PROPOSTA

As distribuidoras deverão declarar anualmente a quantidade a ser contratada nos leilões de energia, visando o atendimento de 100% de seu mercado. Tal decisão deve ser

tomada com no mínimo cinco anos de antecedência à sua realização. Para esta contratação é necessária projeção de mercado adequada à realidade de mercado da distribuidora, ou seja, contemplando os consumidores especiais potencialmente livres, o que não é feito na metodologia tradicional. A metodologia aqui proposta considera os consumidores especiais, a migração entre os ambientes de contratação e engloba a metodologia tradicional, conforme ilustrado na Figura 5.

Os consumidores que tem demanda igual ou superior a 500 kW e inferior que 3MW, enquanto atendidos no ACR, são denominados, neste trabalho, de consumidores especiais potencialmente livres.

Na metodologia proposta, o critério adotado para definir a viabilidade de migração dos consumidores especiais potencialmente livres para o mercado livre, é baseado nos custos de aquisição de energia no ACR e no ACL. Assim, quando os custos do ACL forem menores que os do ACR, o consumidor deixa o mercado da distribuidora e migra para o mercado livre. Quando se efetiva a migração para o ACL, a distribuidora retira estes consumidores de seus estudos de projeção, que visam à compra de energia elétrica.

Os custos de aquisição de energia elétrica da distribuidora dependem principalmente dos valores das tarifas de consumo e demanda, enquanto que os custos de aquisição de energia no mercado livre, para os consumidores especiais, dependem principalmente do preço da energia de fontes incentivadas, do valor da tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e do custo de migração (medição).

Devido os consumidores tradicionais englobarem todos os consumidores especiais, a metodologia proposta não explicitará detalhadamente os grandes consumidores. Os critérios utilizados para qualificação dos consumidores em cativos e especiais e os critérios para migração dos consumidores especiais potencialmente livres, para o mercado livre, são mostrados na Figura 5.

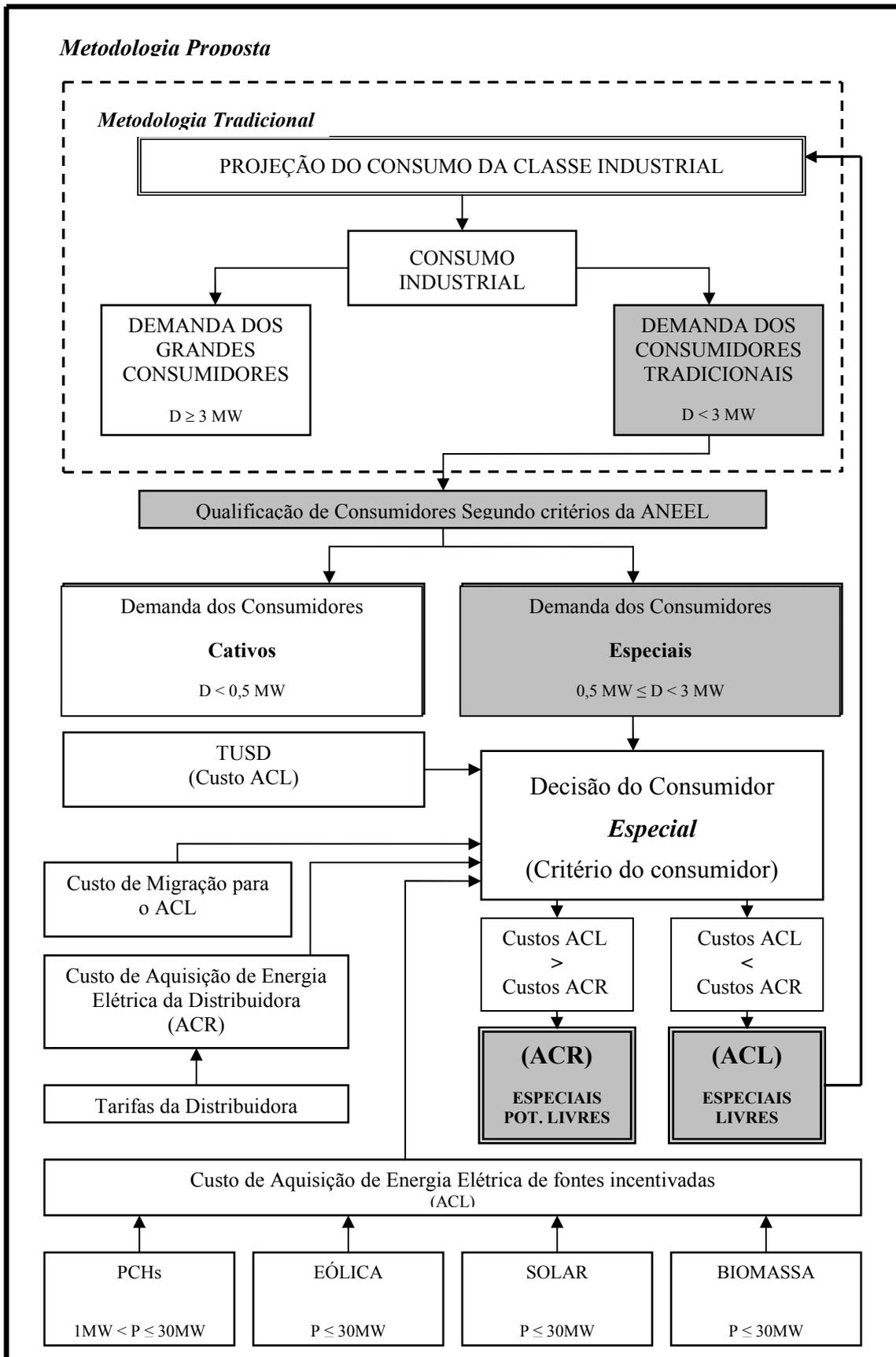


Figura 5 Estrutura global da metodologia proposta.

Como mencionado, o critério de decisão do consumidor especial potencialmente livre é realizado com base nos custos de aquisição de energia nos mercados regulado e livre. O custo de aquisição de energia no ACR depende das tarifas, praticadas pelas distribuidoras, impostos e tributos.

No sentido de tornar este trabalho auto-contido, no Anexo A são definidas e caracterizadas as tarifas, tributos e impostos nas faturas de energia elétrica.

3.6 MODELO PROPOSTO

O presente trabalho, considera que os consumidores do conjunto utilizado para a construção dos cenários de projeção de mercado da distribuidora, são do sub-grupo A4 (classe de tensão de 2,3 a 25 kV), pois nele estão inseridos a maior parte dos consumidores especiais potencialmente livres, aqueles com demanda igual ou superior a 500 kW e menor que 3 MW e que são o objeto principal do mesmo. Os consumidores do sub-grupo A4, têm modalidade de tarifação horo-sazonal verde, ou seja, possuem valores de tarifa diferenciados de consumo na ponta e fora da ponta, para o período seco e úmido e uma única demanda.

Devido ao valor da tarifa de consumo na ponta ser muito elevado, cerca de dez vezes o valor da tarifa de consumo fora da ponta, não é considerado aqui, que o consumidor utilize a energia da distribuidora neste intervalo de tempo. Diante dessas considerações, os cálculos para obter o custo de aquisição de energia do consumidor, que está no ambiente de contratação regulado ou no ambiente de contratação livre, são mostrados nas seções 3.61 e 3.62, respectivamente.

3.6.1 Custo de Aquisição de Energia Elétrica para o Consumidor no ACR

Os custos com aquisição de energia são determinados para cada consumidor, em base anual e para cada ambiente de contratação. No ACR, representado pela distribuidora, os

custos são determinados somente para o horário fora de ponta, de acordo com as considerações anteriores, conforme as expressões de (3.8) a (3.14).

O custo do consumo de energia no horário fora de ponta é dado pela seguinte expressão:

$$CustoConsACRFP_{k,i} = ConsumoFP_{k,i} * TarConsFP_i \quad (3.8)$$

Onde:

$CustoConsACRFP_{k,i}$ = custo do consumo de energia para o consumidor k no ano i com a distribuidora, no horário fora de ponta, em R\$;

$ConsumoFP_{k,i}$ = consumo do consumidor k no horário fora de ponta, no ano i , em MWh;

$TarConsFP_i$ = tarifa de consumo de energia da distribuidora, no horário fora de ponta, para o ano i , em R\$/MWh;

FP = Fora da Ponta;

k = índice que indica o consumidor; e

i = índice que indica o ano.

O custo da demanda de energia no horário fora de ponta é dado pela seguinte expressão:

$$CustoDem_{k,i} = Demanda_{k,i} * TarDem_i \quad (3.9)$$

Onde:

$CustoDem_{k,i}$ = custo da demanda de energia para o consumidor k no ano i com a distribuidora, em R\$;

$Demanda_{k,i}$ = demanda do consumidor k , no ano i , em MWh;

$TarDem_i$ = tarifa de demanda de energia da distribuidora, para o ano i , em R\$/MWh;

k = índice que indica o consumidor; e

i = índice que indica o ano.

As alíquotas de PIS/COFINS e ICMS incidem sobre o valor das tarifas de energia elétrica em relação a demanda e ao consumo e o cálculo do custo destas tarifas é dado pelas equações (3.10) a (3.13).

$$BasePISCOFINSACR_i = (CustoConsFP_{k,i} + CustoDemFP_{k,i}) / (1 - ICMS_i - PISCOFINS_i) \quad (3.10)$$

Onde:

$BasePISCOFINSACR_i$ = Base de cálculo para o custo do PIS/COFINS no ACR, para o ano i , em R\$;

$ICMS_i$ = Alíquota do ICMS, para o ano i , em %;

$PISCOFINS_i$ = Alíquota do PIS/COFINS, para o ano i , em %

$$CustoPISCOFINSACR_i = BasePISCOFINSACR_i * PISCOFINS_i \quad (3.11)$$

Onde:

$CustoPISCOFINSACR_i$ = Custo devido a incidência da Alíquota de PIS/COFINS nos custos das tarifas de energia no ACR, para o ano i , em R\$;

$$BaseICMSACR_i = (CustoConsFP_{k,i} + CustoDemFP_{k,i} + CustoPISCOFINSACR_i) / (1 - ICMS_i) \quad (3.12)$$

Onde:

$BaseICMSACR_i$ = Base de cálculo para o custo do ICMS no ACR, para o ano i , em R\$;

$$CustoICMSACR_i = BaseICMSACR_i * ICMS_i \quad (3.13)$$

Onde:

$CustoICMSACR_i$ = Custo devido a incidência da Alíquota de ICMS nos custos das tarifas de energia no ACR, para o ano i , em R\$;

O custo total de aquisição de energia com a distribuidora (ACR), para um consumidor, é dado pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} \text{CustoTotalACR}_{k,i} = & \text{CustoConsACRFP}_{k,i} + \text{CustoDemFP}_{k,i} + \text{CustoPISCOFINSACR}_i + \\ & + \text{CustoICMSACR}_i \end{aligned} \quad (3.14)$$

Onde:

$\text{CustoTotalACR}_{k,i}$ = custo de aquisição de energia para o consumidor k no ano i no ambiente de contratação regulada, no horário fora de ponta, em R\$.

3.6.2 Custo de Aquisição de Energia Elétrica para o Consumidor Especial no ACL

O custo de aquisição de energia elétrica no mercado livre para o consumidor especial é formado pelo preço da energia de fonte incentivada, que implica na celebração de um Contrato de Compra de Energia Incentivada (CCEI), com cláusulas e preços livremente negociados entre o Agente Gerador Incentivado e o Consumidor Especial (Resolução Normativa N°. 247 de 2006), pelo custo do uso do sistema de distribuição (TUSD), pelos encargos CCEE e uso da rede básica, pelo ICMS e pelo PIS/COFINS. Conforme comentado anteriormente, os custos são determinados somente para o horário fora de ponta, conforme as expressões de (3.15) a (3.23).

O custo do consumo de energia elétrica no ACL acrescido das perdas na rede básica (alta tensão, 230 kV ou mais) é dado pela seguinte expressão:

$$\text{CustoConsACLFP}_{k,i} = \text{ConsumoFP}_{k,i} * \text{PreçoEnergiaACL}_i * \text{PerdaRB}_i \quad (3.15)$$

Onde:

$\text{CustoConsACLFP}_{k,i}$ = Custo da energia incentivada em relação ao consumo do consumidor k no ano i , em R\$;

PreçoEnergiaACL_i = Preço da energia incentivada no ano i , em R\$;

PerdaRB_i = Perda na rede básica (alta tensão, 230 kV ou mais) no ano i , em %;

O custo devido ao encargo cobrado pela CCEE é dado pela seguinte expressão:

$$\text{CustoEncCCEE}_i = \text{ConsumoFP}_{k,i} * \text{EncCCEE}_i \quad (3.16)$$

Onde:

$CustoEncCCEE_i$ = Custo devido ao encargo cobrado pela CCEE no ano i , em R\$;

$EncCCEE_i$ = Encargo devido a CCEE no ano i , em R\$/MWh.

O custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação ao consumo de energia é dado pela seguinte expressão:

$$CustoTUSDcons_i = ConsumoFP_{k,i} * TUSDcons_i \quad (3.17)$$

Onde:

$CustoTUSDcons_{k,i}$ = Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação ao consumo de energia, para o consumidor k no ano i , em R\$;

$TUSDcons_i$ = Tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação ao consumo de energia, no ano i , em R\$.

O custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação a demanda de energia, é dado pela seguinte expressão:

$$CustoTUSDdem_i = DemandaFP_{k,i} * TUSDdem_i \quad (3.18)$$

Onde:

$CustoTUSDdem_{k,i}$ = Custo da tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação a demanda de energia, no ano i , em R\$;

$TUSDdem_i$ = Tarifa devido ao uso do sistema de distribuição, em relação a demanda de energia, no ano i , em R\$.

A alíquota de PIS/COFINS no ACL incide sobre o valor das tarifas de uso do sistema de distribuição de energia elétrica e o ICMS incide sobre o custo de consumo. O cálculo do

custo de aquisição de energia elétrica no mercado livre é dado pelas expressões de (3.19) a (3.22).

$$BasePISCOFINSACL_i = CustoTUSDcons_i + CustoTUSDdem_i / (1 - ICMS_i - PISCOFINS_i) \quad (3.19)$$

Onde:

$BasePISCOFINSACL_i$ = Base de cálculo para o custo do PIS/COFINS no ACL, para o ano i , em R\$;

$$CustoPISCOFINSACL_i = BasePISCOFINSACL_i * PISCOFINS_i \quad (3.20)$$

Onde:

$CustoPISCOFINSACL_i$ = Custo devido a incidência da Alíquota de PIS/COFINS nos custos das tarifas de energia no ACL, para o ano i , em R\$;

$$BaseICMSACL_i = (CustoConsFP_{k,i} + CustodemFP_{k,i} + CustopISCOFINSACL_i) / (1 - ICMS_i) \quad (3.21)$$

Onde:

$BaseICMSACL_i$ = Base de cálculo para o custo do ICMS no ACL, para o ano i , em R\$;

$$CustoICMS_i = BaseICMSACL_i * ICMS_i \quad (3.22)$$

Onde:

$CustoICMSACL_i$ = Custo devido a incidência da Alíquota de ICMS nos custos das tarifas de energia no ACL, para o ano i , em R\$;

O custo total de aquisição de energia de fonte incentivada no mercado livre (ACL), para um consumidor, é dado pela seguinte expressão:

$$\begin{aligned} CustoTotalACL_{k,i} = & CustoConsACLFP_{k,i} + CustoTUSDcons_{k,i} + CustoTUSDdem_{k,i} + \\ & CustoEncCCEE_i + CustopISCOFINSACL_i + CustoICMAACL_i + \\ & + CustoMigra_i \end{aligned} \quad (3.23)$$

Onde:

$CustoMigra_i$ = Custo de migração relativo a medição, em R\$;

$CustoTotalACL_{k,i}$ = custo de aquisição de energia para o consumidor k no ano i no ambiente de contratação livre, no horário fora de ponta, em R\$.

3.6.3 Projeção de Mercado da Distribuidora

Para a projeção de mercado, no modelo proposto, considera-se a migração dos consumidores especiais potencialmente livres para o mercado livre. O critério utilizado para o consumidor permanecer em um dos ambientes de contratação é baseado no menor custo de aquisição de energia elétrica. Os consumidores que obtêm o menor custo de aquisição de energia elétrica, no ACL, são subtraídos do mercado da distribuidora e após é feita a projeção de mercado conforme as expressões (3.24) e (3.25). O consumo das indústrias tradicionais é projetado conforme as perspectivas de evolução do PIB, considerando a elasticidade entre o PIB e o consumo de energia elétrica. Considera-se também a tendência histórica do segmento.

Existem algumas externalidades, como programas de incentivos governamentais (implantação de pólos industriais, p. ex.). Neste caso, o consumo de energia elétrica é estimado de forma individualizada, por analogia à projeção global do segmento tradicional (Silva, 2007).

O consumo da distribuidora, considerando a migração dos consumidores especiais potencialmente livres para o mercado livre é dado pela seguinte expressão:

$$ConsumoFPACR_{i-1} = ConsumoFPACRtotal_{i-1} - ConsumoFPACLtotal_{i-1} \quad (3.24)$$

Onde:

$ConsumoACR_{i-1}$ = Consumo no mercado da distribuidora no ano $i-1$, considerando a migração dos consumidores especiais potencialmente livres, em MWh;

$ConsumoFPACRtotal_{i-1}$ = Consumo total no mercado da distribuidora desconsiderando a migração dos consumidores especiais potencialmente livres para o ACL, no ano $i-1$, em MWh;

$ConsumoFPACLtotal_{i-1}$ = Consumo dos consumidores especiais potencialmente livres que migraram para o ACL;

A projeção de consumo da distribuidora considerando a migração dos consumidores especiais potencialmente livres para o mercado livre é dada pela seguinte expressão:

$$ConsumoFPACR_i = ConsumoACR_{i-1} \cdot (1 + TP_i) + E_i \quad (3.25)$$

Onde:

$ConsumoACR_i$ = Consumo no mercado da distribuidora projetado para o ano i , em MWh;

TP_i = Taxa de crescimento do PIB no ano i , em %;

E_i = Externalidades no ano i , em MWh; e

i = Índice do ano de projeção.

4. APLICAÇÃO DO MODELO PROPOSTO

Para avaliar o modelo proposto, foi implementado em Matlab um programa que classifica os consumidores de acordo com sua demanda e contempla todos os cálculos descritos no modelo proposto. Foram utilizadas tarifas e preços de três distribuidoras de energia elétrica. Para cada distribuidora foram realizados quatro cenários, com horizonte de projeção de consumo de dez anos à frente.

O número de consumidores avaliados, a classificação conforme sua demanda, o consumo anual e o percentual do consumo de cada consumidor em relação ao consumo total, são representados no Quadro 1. Conforme já mencionado, estes consumidores pertencem ao subgrupo A4 (2,3 a 25 kV). Os dados referentes as perdas da rede básica, aos encargos CCEE, ICMS, PIS/COFINS, PIB e as externalidades, comuns a todos os cenários, estão representados nos Quadros 2 e 3.

Segundo o Informe Eletrônico sobre Empresas de energia elétrica (IFE), nº. 2.576, “os custos de medição de energia dos consumidores especiais, cairão cerca de 75% com a aprovação da resolução normativa nº. 376 da Aneel. O custo para cada cliente será reduzido de R\$ 60 mil para aproximadamente R\$ 15 mil.”

Na construção dos cenários foram utilizadas tarifas e preços das seguintes distribuidoras:

- Distribuidora 1 – AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A (AES-SUL) (Resolução Homologatória Nº. 635 de 2008);
- Distribuidora 2 – Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG) (Resolução Homologatória Nº. 626 de 2008);
- Distribuidora 3 – Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN) (Resolução Homologatória Nº. 637 de 2008).

CONSUMIDORES	CATIVOS (D < 0,5 MW)	ESP. POT.LIVRES (0,5 ≤ D < 3MW)	POT. LIVRES (D ≥ 3 MW)	TOTAL
Nº	1728	222	21	1971
Consumo anual (MWh)	505,21	888,64	398,28	1792,15
% em rel. Consumo total	28,2	49,6	22,22	100

Quadro 1 Dados sobre os consumidores do subgrupo A4.

Perdas rede básica (%)	3
Encargo CCEE (R\$/MWh)	3,0
ICMS (%)	18
PIS_COFINS (%)	6

Quadro 2 Encargos e tributos.

ANO	PIB (%)	Externalidades ACR (MWh)	Externalidades ACL (MWh)
2009	2,3	76,52	30,00
2010	2,3	89,52	20,00
2011	2,7	78,52	95,00
2012	-2,7	35,32	66,00
2013	3,2	85,23	45,00
2014	2,3	95,36	32,00
2015	2,0	78,12	22,10
2016	-2,0	29,23	85,32
2017	2,5	28,45	75,32
2018	1,3	28,12	54,21

Quadro 3 Projeção do PIB e externalidades.

4.1 CENÁRIOS PARA DISTRIBUIDORA 1 (TARIFAS E PREÇOS DA AES-SUL)

ACR		ACL			
Tarifa demanda (R\$/kW)	Tarifa consumo (R\$/MW)	Preço energia ACL (R\$/MW)	TUSD demanda (R\$/kW)	TUSD consumo (R\$/MW)	Custo Migração (R\$)
Cenário 1 ⇒ S/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
9,26	125,73	165,00	9,65	20,29	70.000
Cenário 2 ⇒ C/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
9,26	125,73	165,00	4,76	20,29	70.000

Quadro 4 Premissas para os cenários 1 e 2.

Nº. Consumidores Esp. migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)	Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)			
0	0	0			
Projeção de consumo anual de energia elétrica sem a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1909,89	0	2014	2456,15	0
2010	2043,34	0	2015	2583,39	0
2011	2177,03	0	2016	2560,95	0
2012	2153,57	0	2017	2653,43	0
2013	2307,71	0	2018	2716,04	0

Quadro 5 Resultados do cenário 1.

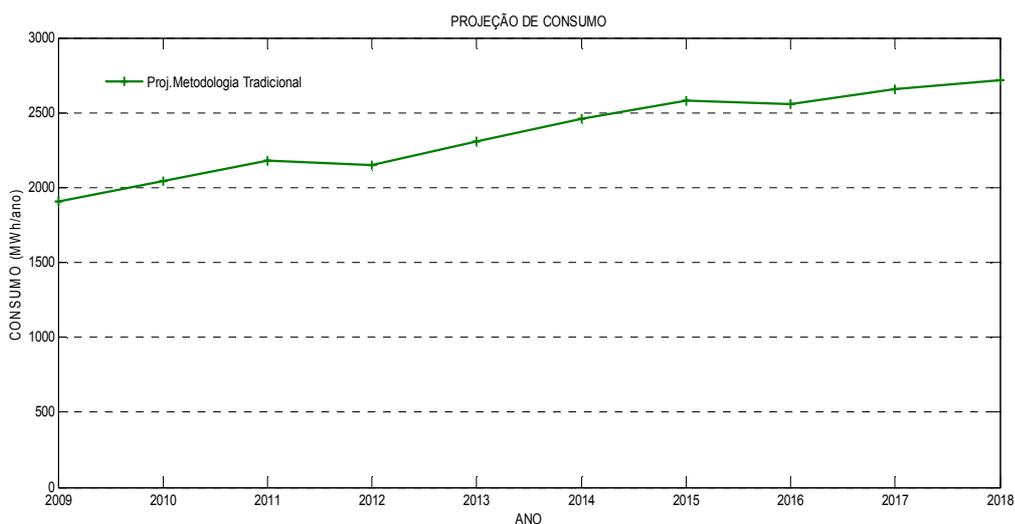


Figura 6 Distribuidora 1: cenário 1.

Nº. Consumidores Esp. migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)	Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)			
56	414,05	23,1			
Projeção de consumo anual de energia elétrica com a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1486,3	22,2	2014	1999	18,6
2010	1610	21,2	2015	2117,1	18,1
2011	1732	20,4	2016	2104	17,8
2012	1720,6	20,1	2017	2185,1	17,7
2013	1860,9	19,4	2018	2241,6	17,5
Projeção de consumo anual de energia elétrica dos consumidores especiais no ACL (MWh)					
Ano	Consumo (MWh)	Ano	Consumo (MWh)		
2009	453,57	2014	755,91		
2010	484	2015	793,12		
2011	592,07	2016	862,58		
2012	642,08	2017	959,47		
2013	707,63	2018	1026,1		

Quadro 6 Resultados do cenário 2.

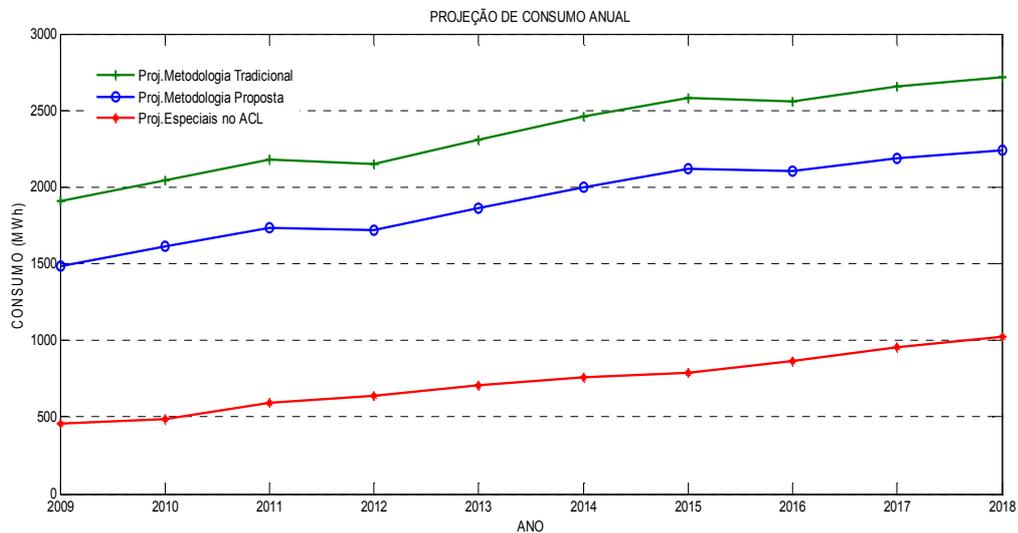


Figura 7 Distribuidora 1: cenário 2.

ACR		ACL			
Tarifa demanda (R\$/kW)	Tarifa consumo (R\$/MW)	Preço energia ACL (R\$/MW)	TUSD demanda (R\$/kW)	TUSD consumo (R\$/MW)	Custo Migração (R\$)
Cenário 3 ⇒ S/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
9,26	125,73	165,00	9,65	20,29	15.000
Cenário 4 ⇒ C/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
9,26	125,73	165,00	4,76	20,29	15.000

Quadro 7 Premissas para os cenários 3 e 4.

Nº. Consumidores Esp. migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)	Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)			
0	0	0			
Projeção de consumo anual de energia elétrica sem a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1909,89	0	2014	2456,15	0
2010	2043,34	0	2015	2583,39	0
2011	2177,03	0	2016	2560,95	0
2012	2153,57	0	2017	2653,43	0
2013	2307,71	0	2018	2716,04	0

Quadro 8 Resultados do cenário 3.

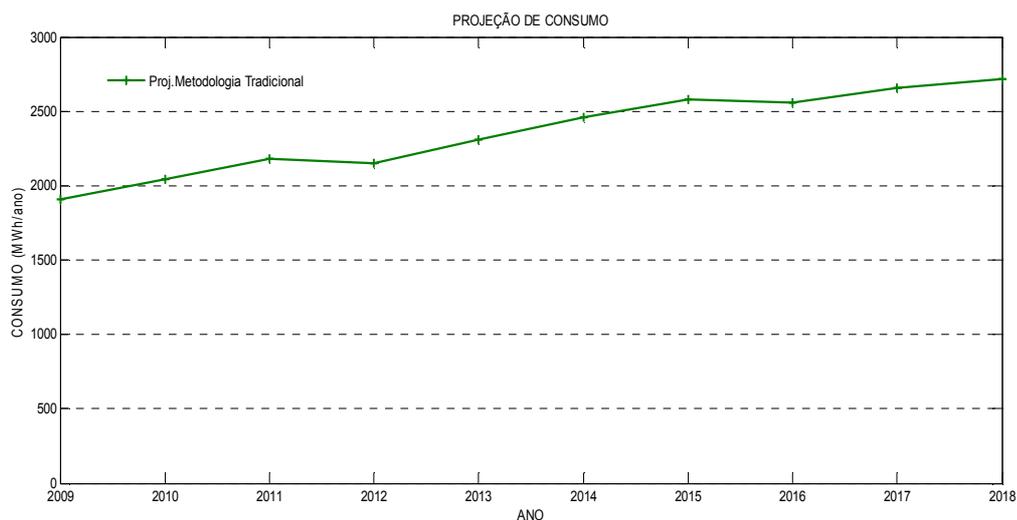


Figura 8 Distribuidora 1: cenário 3.

Nº. Consumidores Esp. migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)	Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)			
222	888,14	49,5			
Projeção de consumo anual de energia elétrica com a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1001,3	47,8	2014	1475,6	39,9
2010	1113,9	45,5	2015	1583,2	38,7
2011	1222,5	43,8	2016	1580,8	38,3
2012	1224,8	43,1	2017	1648,8	37,9
2013	1349,2	41,5	2018	1698,3	37,5
Projeção de consumo anual de energia elétrica dos consumidores especiais no ACL (MWh)					
Ano	Consumo (MWh)	Ano	Consumo (MWh)		
2009	938,56	2014	1279,3		
2010	980,15	2015	1327		
2011	1101,6	2016	1385,8		
2012	1137,9	2017	1495,8		
2013	1219,3	2018	1569,4		

Quadro 9 Resultados do cenário 4.

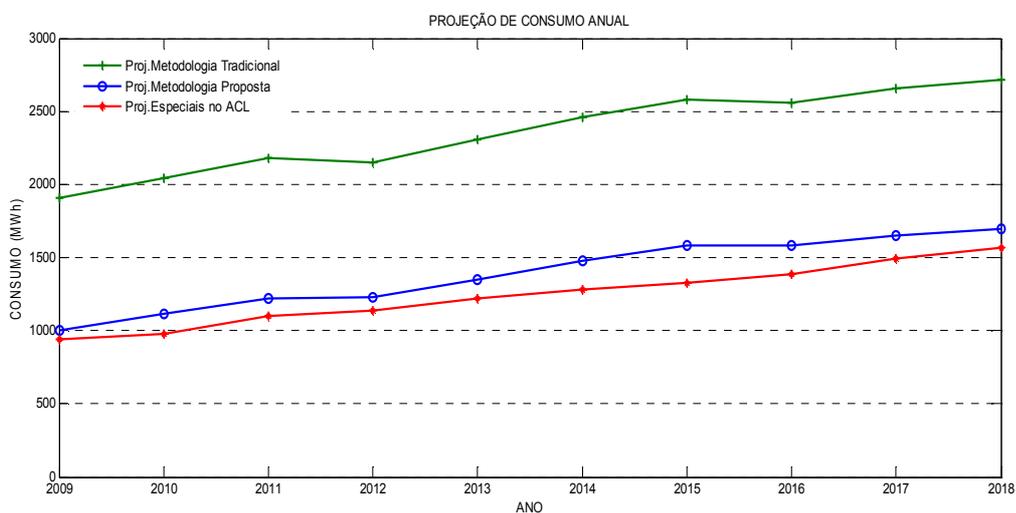


Figura 9 Distribuidora 1: cenário 4.

4.1.1 Análise de Resultados para Distribuidora 1 (AES-SUL)

- **Análise dos cenários referente as premissas do Quadro 4**

Cenário 1 - neste cenário, nenhum consumidor especial potencialmente livre migra para o ACL. O desvio de projeção de consumo da distribuidora, caso não considere os consumidores especiais potencialmente livres, é zero. Neste caso a metodologia tradicional é suficiente para a projeção de mercado da distribuidora.

Cenário 2 - neste cenário, 56 consumidores especiais potencialmente livres migram para o ACL. Caso a distribuidora utilize a metodologia tradicional para projeção de consumo no estudo de mercado, poderá incorrer em um desvio médio de projeção de consumo de 19,3% nos 10 anos projetados.

Comparando os cenários 1 e 2, verifica-se que a migração dos consumidores ocorre devido à redução em 50% na TUSD demanda. Mesmo com o preço de migração elevado, a redução nesta parcela torna o valor monetário anual da energia elétrica no ACL, menor do que no ACR, tornando-se um ambiente propício para que 25,2 % dos consumidores especiais potencialmente livres, que faziam parte do mercado de energia da distribuidora, migrem para o mercado livre.

- **Análise dos cenários referente as premissas do Quadro 7**

Cenário 3 - neste cenário, nenhum consumidor especial potencialmente livre migra para o ACL. O desvio de projeção de consumo da distribuidora, caso não considere os consumidores especiais potencialmente livres, é zero. Neste caso a metodologia tradicional é suficiente para a projeção de mercado da distribuidora.

Cenário 4 - neste cenário, 222 consumidores migram para o ACL. Caso a distribuidora utilize a metodologia tradicional para projeção de consumo no estudo de mercado, poderá incorrer em um desvio médio de projeção de consumo de 41,4% nos 10 anos projetados.

Comparando os cenários 2 e 4, verifica-se que há um aumento de consumidores especiais potencialmente livres que migram para ACL. Este aumento ocorre devido à redução em 50% na TUSD demanda e do valor do custo de migração. A redução nestas duas parcelas torna o valor monetário anual da energia elétrica no ACL ainda menor do que no cenário 2, tornando-se um ambiente propício para que 100 % dos consumidores especiais potencialmente livres, que faziam parte do mercado de energia da distribuidora, migrem para o mercado livre.

4.2 CENÁRIOS PARA DISTRIBUIDORA 2 (TARIFAS E PREÇOS DA CEMIG)

ACR		ACL			
Tarifa demanda (R\$/kW)	Tarifa consumo (R\$/MW)	Preço energia ACL (R\$/MW)	TUSD demanda (R\$/kW)	TUSD consumo (R\$/MW)	Custo Migração (R\$)
Cenário 5 ⇒ S/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
10,26	117,54	165,00	11,28	20,01	70.000
Cenário 6 ⇒ C/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
10,26	117,54	165,00	5,78	20,01	70.000

Quadro 10 Premissas para os cenários 5 e 6.

Nº. Consumidores Esp. migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)		Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)		
0	0		0		
Projeção de consumo anual de energia elétrica sem a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1909,89	0	2014	2456,15	0
2010	2043,34	0	2015	2583,39	0
2011	2177,03	0	2016	2560,95	0
2012	2153,57	0	2017	2653,43	0
2013	2307,71	0	2018	2716,04	0

Quadro 11 Resultados do cenário 5.

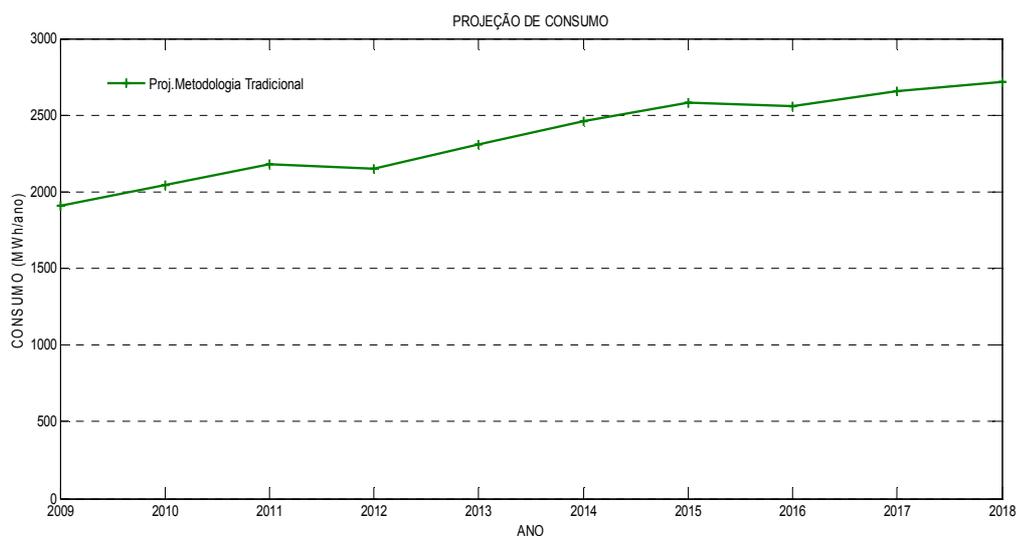


Figura 10 Distribuidora 2: cenário 5.

Nº. Consumidores Esp. migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)		Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)		
55	408,11		22,8		
Projeção de consumo anual de energia elétrica com a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1492,4	21,9	2014	2005,6	18,3
2010	1616,2	20,9	2015	2123,8	17,8
2011	1738,4	20,1	2016	2110,6	17,9
2012	1726,8	19,8	2017	2191,8	17,4
2013	1867,3	19,1	2018	2248,4	17,2
Projeção de consumo anual de energia elétrica dos consumidores especiais no ACL (MWh)					
Ano	Consumo (MWh)		Ano	Consumo (MWh)	
2009	447,5		2014	749,35	
2010	477,79		2015	786,44	
2011	585,69		2016	856,03	
2012	635,88		2017	952,75	
2013	701,22		2018	1019,3	

Quadro 12 Resultados do cenário 6.

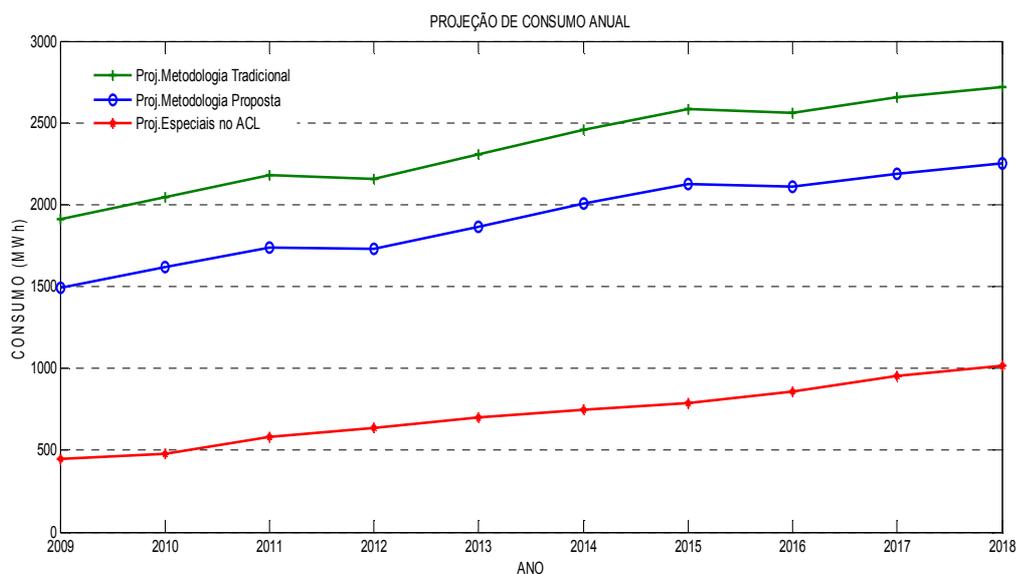


Figura 11 Distribuidora 2: cenário 6.

ACR		ACL			
Tarifa demanda (R\$/kW)	Tarifa consumo (R\$/MW)	Preço energia ACL (R\$/MW)	TUSD demanda (R\$/kW)	TUSD consumo (R\$/MW)	Custo Migração (R\$)
Cenário 7 ⇒ S/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
10,26	117,54	165,00	11,28	20,01	15.000
Cenário 8 ⇒ C/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
10,26	117,54	165,00	5,78	20,01	15.000

Quadro 13 Premissas para os cenários 7 e 8.

Nº Consumidores Esp migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)		Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)		
0	0		0		
Projeção de consumo anual de energia elétrica sem a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1909,89	0	2014	2456,15	0
2010	2043,34	0	2015	2583,39	0
2011	2177,03	0	2016	2560,95	0
2012	2153,57	0	2017	2653,43	0
2013	2307,71	0	2018	2716,04	0

Quadro 14 Resultados do cenário 7.

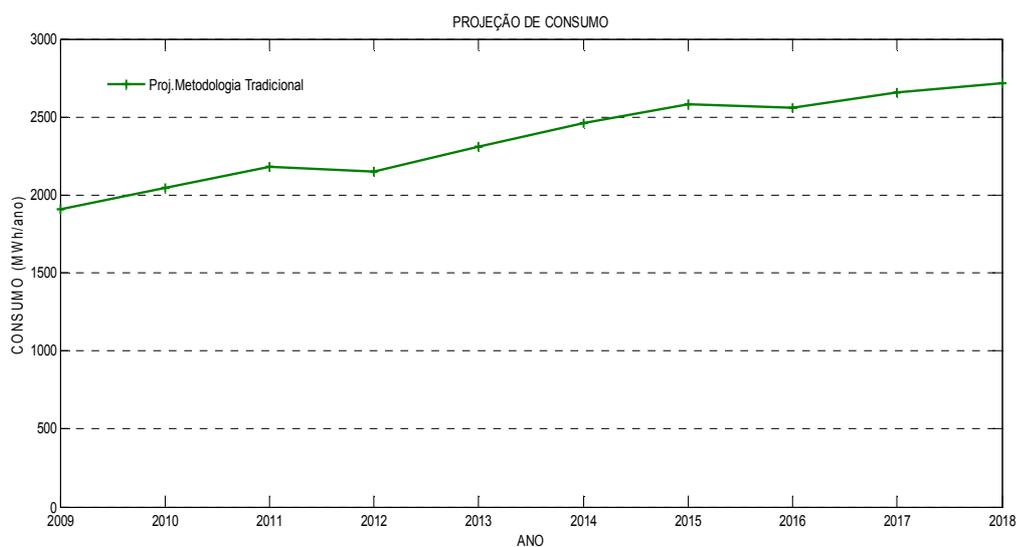


Figura 12 Distribuidora 2: cenário 7.

Nº Consumidores Esp migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)		Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)		
222	888,14		49,5		
Projeção de consumo anual de energia elétrica com a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1001,3	47,6	2014	1475,6	39,9
2010	1113,9	45,9	2015	1583,2	38,7
2011	1222,5	43,8	2016	1580,8	38,3
2012	1224,8	43,1	2017	1648,8	37,9
2013	1349,2	41,5	2018	1698,3	37,5
Projeção de consumo anual de energia elétrica dos consumidores especiais no ACL (MWh)					
Ano	Consumo (MWh)		Ano	Consumo (MWh)	
2009	938,56		2014	1279,3	
2010	980,15		2015	1327	
2011	1101,6		2016	1385,8	
2012	1137,9		2017	1495,8	
2013	1219,3		2018	1569,4	

Quadro 15 Resultados do cenário 8.

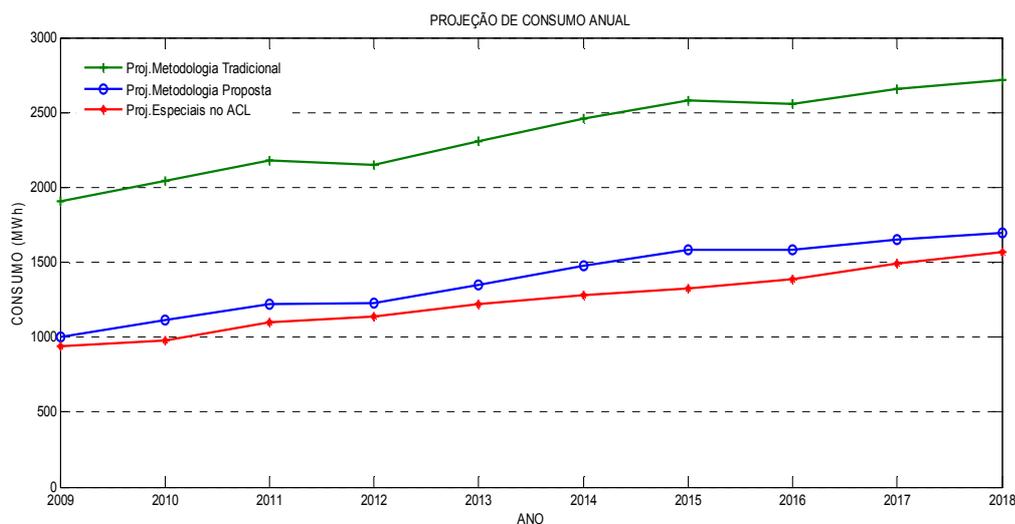


Figura 13 Distribuidora 2: cenário 8.

4.2.1 Análise de Resultados para Distribuidora 2 (CEMIG)

- **Análise dos cenários referente as premissas do Quadro 10**

Cenário 5 - neste cenário, nenhum consumidor especial potencialmente livre migra para o ACL. O desvio de projeção de consumo da distribuidora, caso não considere os consumidores especiais potencialmente livres, é zero. Neste caso a metodologia tradicional é suficiente para a projeção de mercado da distribuidora.

Cenário 6 - neste cenário, 55 consumidores especiais potencialmente livres migram para o ACL. Caso a distribuidora utilize a metodologia tradicional para projeção de consumo no estudo de mercado, poderá incorrer em um desvio médio de projeção de consumo de 19,04% nos 10 anos projetados.

Comparando os cenários 5 e 6, verifica-se que a migração dos consumidores ocorre devido à redução em 50% na TUSD demanda. Mesmo com o preço de migração elevado, a redução nesta parcela torna o valor monetário anual da energia elétrica no ACL, menor que no ACR, tornando-se um ambiente propício para que 24,8% dos consumidores especiais

potencialmente livres, que faziam parte do mercado de energia da distribuidora, migrem para o mercado livre.

- **Análise dos cenários referente as premissas do Quadro 13**

Cenário 7 - neste cenário, nenhum consumidor especial potencialmente livre migra para o ACL. O desvio de projeção de consumo da distribuidora, caso não considere os consumidores especiais potencialmente livres, é zero. Neste caso a metodologia tradicional é suficiente para a projeção de mercado da distribuidora.

Cenário 8 - neste cenário, 222 consumidores migram para o ACL. Caso a distribuidora utilize a metodologia tradicional para projeção de consumo no estudo de mercado, poderá incorrer em um desvio médio de projeção de consumo de 41,4% nos 10 anos projetados.

Comparando os cenários 6 e 8, verifica-se que há um aumento de consumidores especiais potencialmente livres que migram para ACL. Este aumento ocorre devido à redução em 50% na TUSD demanda e do valor do custo de migração. A redução nestas duas parcelas torna o valor monetário anual da energia elétrica no ACL ainda menor do que no cenário 2, tornando-se um ambiente propício para que 100 % dos consumidores especiais potencialmente livres, que faziam parte do mercado de energia da distribuidora, migrem para o mercado livre.

4.3 CENÁRIOS PARA DISTRIBUIDORA 3 (TARIFAS E PREÇOS DA COSERN)

ACR		ACL			
Tarifa demanda (R\$/kW)	Tarifa consumo (R\$/MW)	Preço energia ACL (R\$/MW)	TUSD demanda (R\$/kW)	TUSD consumo (R\$/MW)	Custo Migração (R\$)
Cenário 9 ⇒ S/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
9,33	113,69	165,00	8,81	12,66	70.000
Cenário 10 ⇒ C/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
9,33	113,69	165,00	4,52	12,66	70.000

Quadro 16 Premissas para os cenários 9 e 10.

Nº Consumidores Esp migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)	Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)			
0	0	0			
Projeção de consumo anual de energia elétrica sem a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj. Distribuidora s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1909,89	0	2014	2456,15	0
2010	2043,34	0	2015	2583,39	0
2011	2177,03	0	2016	2560,95	0
2012	2153,57	0	2017	2653,43	0
2013	2307,71	0	2018	2716,04	0

Quadro 17 Resultados do cenário 9.

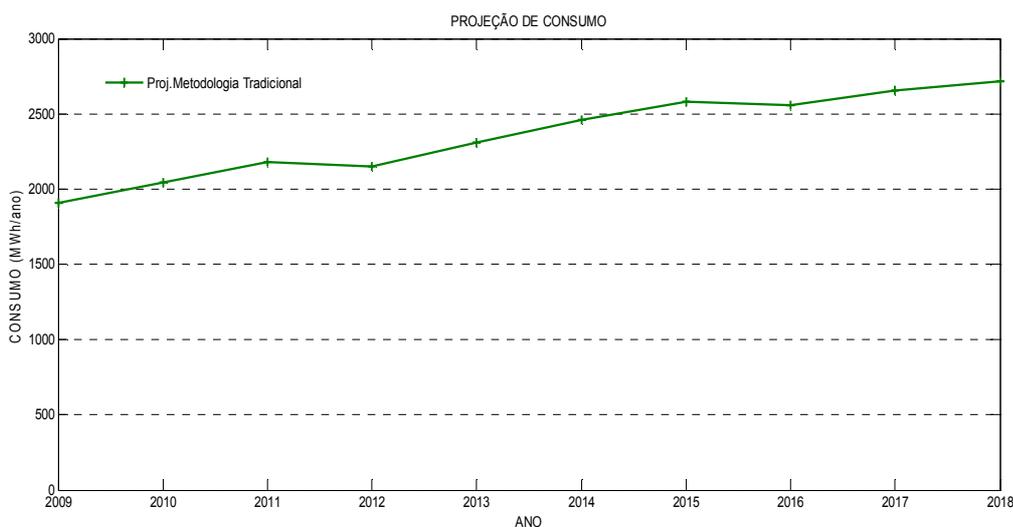


Figura 14 Distribuidora 3: cenário 9

Nº Consumidores Esp migram		Consumo Esp. migram ACL (MWh)		Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)	
61		435,4		24,3	
Projeção de consumo anual de energia elétrica com a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1464,5	23,3	2014	1975,4	19,6
2010	1587,7	22,3	2015	2093,1	19,0
2011	1709,1	21,5	2016	2080,4	18,8
2012	1698,2	21,1	2017	2160,9	18,6
2013	1837,8	20,4	2018	2217,1	18,4
Projeção de consumo anual de energia elétrica dos consumidores especiais no ACL (MWh)					
Ano	Consumo (MWh)		Ano	Consumo (MWh)	
2009	475,41		2014	779,48	
2010	506,35		2015	817,17	
2011	615,02		2016	886,15	
2012	664,41		2017	983,62	
2013	730,68		2018	1050,6	

Quadro 18 Resultados do cenário 10.

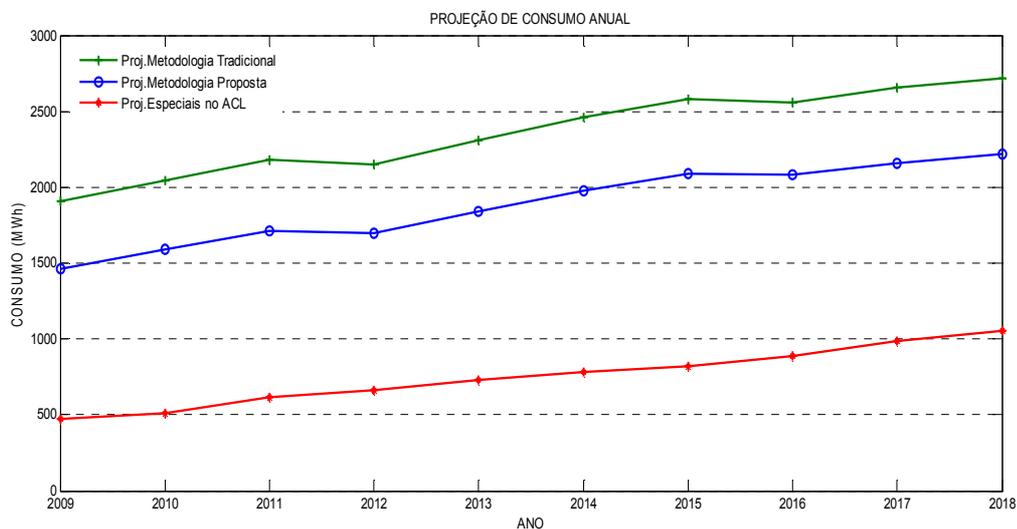


Figura 15 Distribuidora 3: cenário 10.

ACR		ACL			
Tarifa demanda (R\$/kW)	Tarifa consumo (R\$/MW)	Preço energia ACL (R\$/MW)	TUSD demanda (R\$/kW)	TUSD consumo (R\$/MW)	Custo Migração (R\$)
Cenário 11 ⇒ S/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
9,33	113,69	165,00	8,81	12,66	15.000
Cenário 12 ⇒ C/ desconto de 50 % na TUSD demanda					
9,33	113,69	165,00	4,52	12,66	15.000

Quadro 19 Premissas para os cenários 11 e 12.

Nº Consumidores Esp migram	Consumo Esp. migram ACL (MWh)	Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)			
9	59,18	3,3			
Projeção de consumo anual de energia elétrica com a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1849,3	3,2	2014	2390,8	2,7
2010	1981,4	3,0	2015	2516,7	2,6
2011	2113,4	2,9	2016	2495,6	2,6
2012	2091,7	2,9	2017	2586,5	2,5
2013	2243,8	2,8	2018	2648,2	2,5
Projeção de consumo anual de energia elétrica dos consumidores especiais no ACL (MWh)					
Ano	Consumo (MWh)	Ano	Consumo (MWh)		
2009	90,54	2014	364,12		
2010	112,63	2015	393,5		
2011	210,67	2016	470,95		
2012	270,98	2017	558,04		
2013	324,65	2018	619,51		

Quadro 20 Resultados do cenário 11.

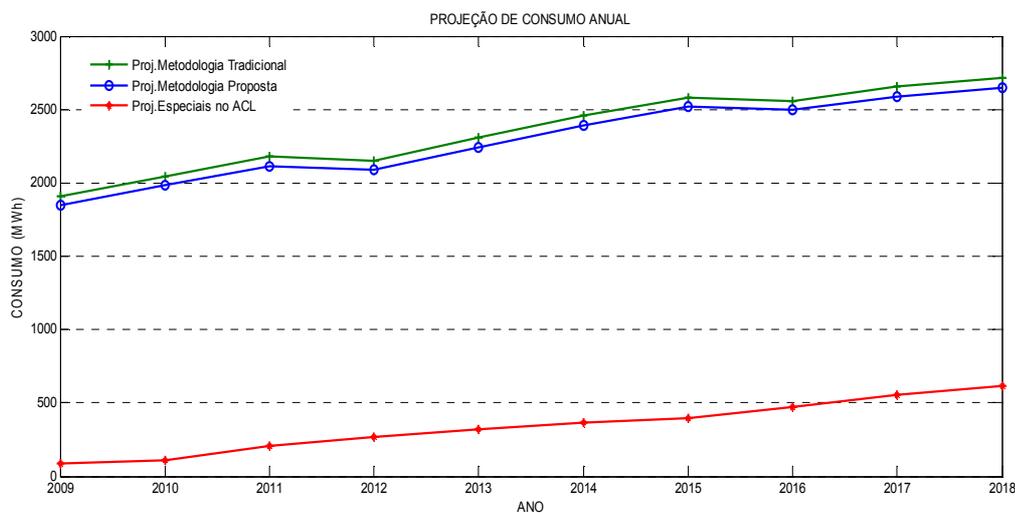


Figura 16 Distribuidora 3: cenário 11.

Nº Consumidores Esp migram		Consumo Esp. migram ACL (MWh)		Consumo_Especiais_Migram / Consumo total (%)	
222		888,14		49,5	
Projeção de consumo anual de energia elétrica com a migração dos consumidores especiais (MWh)					
Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj s/ considerar a migração dos especiais (%)	Ano	Consumo (MWh) ACR	Desvio de proj s/ considerar a migração dos especiais (%)
2009	1001,3	47,6	2014	1475,6	39,9
2010	1113,9	45,5	2015	1583,2	38,7
2011	1222,5	43,8	2016	1580,8	38,3
2012	1224,8	43,1	2017	1648,8	37,9
2013	1349,2	41,5	2018	1698,3	37,5
Projeção de consumo anual de energia elétrica dos consumidores especiais no ACL (MWh)					
Ano	Consumo (MWh)		Ano	Consumo (MWh)	
2009	938,56		2014	1279,3	
2010	980,15		2015	1327,0	
2011	1101,6		2016	1385,8	
2012	1137,9		2017	1495,8	
2013	1219,3		2018	1569,4	

Quadro 21 Resultados do cenário 12.

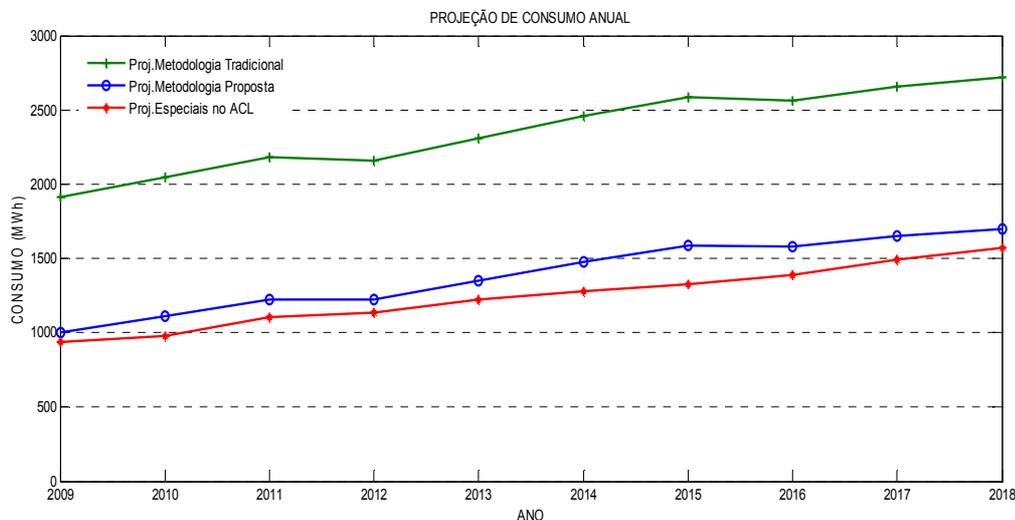


Figura 17 Distribuidora 3: cenário 12.

4.3.1 Análise de Resultados para Distribuidora 3 (COSERN)

- Análise dos cenários referente as premissas do Quadro 16

Cenário 9 - neste cenário, nenhum consumidor especial potencialmente livre migra para o ACL. O desvio de projeção de consumo da distribuidora, caso não considere os consumidores especiais potencialmente livres, é zero. Neste caso a metodologia tradicional é suficiente para a projeção de mercado da distribuidora.

Cenário 10 - neste cenário, 61 consumidores especiais potencialmente livres migram para o ACL. Caso a distribuidora utilize a metodologia tradicional para projeção de consumo no estudo de mercado, poderá incorrer em um desvio médio de projeção de consumo de 20,3% nos 10 anos projetados.

Comparando os cenários 5 e 6, verifica-se que a migração dos consumidores ocorre devido a redução em 50% na TUSD demanda. Mesmo com o preço de migração elevado, a redução nesta parcela torna o valor monetário anual da energia elétrica no ACL, menor que no ACR, tornando-se um ambiente propício para que 24,8% dos consumidores especiais potencialmente livres, que faziam parte do mercado de energia da distribuidora, migrem para o mercado livre.

- **Análise dos cenários referente as premissas do Quadro 19**

Cenário 11 - neste cenário, nove consumidores especiais potencialmente livres migram para o ACL. Caso a distribuidora utilize a metodologia tradicional para projeção de consumo no estudo de mercado, poderá incorrer em um desvio médio de projeção de consumo de 2,8% nos 10 anos projetados. Verifica-se neste cenário, que a migração dos consumidores especiais potencialmente livres, ocorre devido somente a redução do valor de custo de migração.

Cenário 12 - neste cenário, 222 consumidores migram para o ACL. Caso a distribuidora utilize a metodologia tradicional para projeção de consumo no estudo de mercado, poderá incorrer em um desvio médio de projeção de consumo de 41,4% nos 10 anos projetados.

Comparando os cenários 10,11 e 12, verifica-se que há um aumento de consumidores especiais potencialmente livres que migram para ACL. Este aumento ocorre devido à redução

em 50% na TUSD demanda e do valor do custo de migração. A redução nestas duas parcelas torna o valor monetário anual da energia elétrica no ACL ainda menor do que no cenário 10 e 11, tornando-se um ambiente propício para que 100 % dos consumidores especiais potencialmente livres, que faziam parte do mercado de energia da distribuidora, migrem para o mercado livre.

4.4 SÍNTESE DE RESULTADOS

O Quadro 22 resume os resultados obtidos com o modelo proposto.

Distribuidora	Cenário	Premissas		Nº. de consumidores Especiais pot. livres que migram para o ACL	Desvio médio de projeção da distribuidora (Metodologia Tradicional) (%)
		Desconto TUSD Demanda (%)	Custo de migração (Medição) (R\$)		
1	1	0	70.000	0	0
	2	50	70.000	56	19,3
	3	0	15.000	0	0
	4	50	15.000	222	41,4
2	5	0	70.000	0	0
	6	50	70.000	55	19,0
	7	0	15.000	0	0
	8	50	15.000	222	41,4
3	9	0	70.000	0	0
	10	50	70.000	61	20,3
	11	0	15.000	9	2,8
	12	50	15.000	222	41,4

Quadro 22 Síntese de Resultados.

Nos cenários apresentados no Quadro 22, verifica-se que o desconto na TUSD de demanda e a redução do custo de migração, relativo à medição, são os fatores principais para

a redução de custo de aquisição de energia no mercado livre, comprovado pelo número de consumidores que migram proporcionalmente a redução destes fatores.

5 CONCLUSÕES

Este capítulo apresentou os resultados obtidos com a construção de quatro cenários para cada distribuidora, totalizando doze cenários. O objetivo do trabalho foi alcançado e comprovado, com a aplicação da metodologia proposta, através dos cenários, onde se pode verificar a faixa de incerteza na evolução do mercado da distribuidora, resultante da migração dos consumidores especiais potencialmente livres para o mercado livre (ACL). A validação do modelo é realizada comparando-se os resultados obtidos no modelo proposto com o modelo tradicional de projeção de demanda.

A alternativa de migração resulta em uma nova fonte de incerteza nos estudos de mercado da distribuidora e, conseqüentemente, no volume de energia a ser adquirida para atendimento de seu mercado. A metodologia tradicional de projeção de mercado da classe industrial, ao não considerar o consumidor especial de forma explícita, mas agregada aos demais tipos de consumidores, aumenta a possibilidade de desvio nas projeções de mercado, por conta da decisão do consumidor quanto à migração, conforme dito inicialmente.

Na análise dos consumidores da distribuidora, considerados neste trabalho, o desconto de 50% na TUSD demanda e a redução do custo de migração para os consumidores especiais, torna o custo de investimento em energia elétrica no ACL menor do que no ACR, propiciando assim a possibilidade de migração para o mercado livre e aumentando a possibilidade de desvio de projeção de mercado da distribuidora, caso essa não considere estes consumidores nos seus modelos de projeção.

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 realizado uma análise da reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), sob o ponto de vista de estrutura organizacional, apresentando as regras de comercialização de energia elétrica vigentes e a nova composição do mercado das distribuidoras.

Na estrutura atual de mercado das distribuidoras, foi identificado uma oportunidade de melhorar o planejamento de mercado, resultante das novas opções de fornecimento para consumidores qualificados como especiais, que possibilita a migração destes consumidores entre os mercados regulado e livre, e tem efeito na evolução de mercado destas empresas.

A metodologia tradicional de projeção de mercado não é adequada para o tratamento do cenário identificado, por não considerar a possibilidade de troca destes consumidores entre os ambientes de contratação regulado e livre.

No sentido de superar esta limitação, a metodologia proposta engloba e complementa a metodologia tradicional, no que se refere ao tratamento endógeno do consumidor especial, quanto à escolha de fornecedor e seus efeitos sobre o atendimento do mercado.

O modelo proposto contribui como uma ferramenta de apoio na redução dos desvios de projeção e conseqüentemente na compra de energia mais assertiva.

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 as demais classes de consumo, buscando verificar o desvio global de projeção de mercado da distribuidora.
- A metodologia proposta comporta aperfeiçoamento, no que diz respeito ao critério do consumidor quanto à troca de fornecedor. O critério do consumidor pode ser estendido, com a inclusão de outros fatores que influem na decisão do consumidor, como: disponibilidade de energia, nível de satisfação com a fornecedora atual, flexibilidade nos prazos de contratos, custo inicial para troca de fornecedor, prazo nos contratos de fornecimento, condições de pagamento, entre outros.
- Modelagem do problema de migração entre os mercados regulado e livre, considerando todos os consumidores do subgrupo A4 como sendo potencialmente especiais, ou seja, da ordem de milhões de consumidores. Neste caso, as técnicas probabilísticas são indicadas à solução deste problema.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Cadernos temáticos ANEEL: tarifas de fornecimento de energia elétrica, Brasília, abril, 2005. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 15 mar. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução homologatória nº 635, de 17 de abril de 2008. Homologa o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica, as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição – TUSD, A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE e a receita anual das instalações de conexão, referentes à AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S/A. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 11 abr 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução homologatória nº 626, de 7 de abril de 2008. Homologa o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica, fixando o reposicionamento tarifário a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica, estabelece a receita anual referente às instalações de conexão e fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, referentes à CEMIG Distribuição S.A. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 28 ago. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução homologatória nº 637, de 17 de abril de 2008. Homologa o resultado provisório da segunda revisão tarifária periódica, fixando o reposicionamento tarifário a ser aplicado sobre as tarifas de fornecimento de energia elétrica, estabelece a receita anual referente às instalações de conexão e fixa as Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição - TUSD, e o valor da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica - TFSEE, referentes à Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 16 jun. 2009.

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: 16 jun. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução normativa nº 247, de 21 de Dezembro de 2006. Estabelece as condições para a comercialização de energia elétrica, oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e dá outras providências. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 10 abr. 2009.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. Resolução normativa nº 077, de 18 de Agosto de 2004, publicado em 19 de agosto de 2004. Estabelece os procedimentos vinculados à 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: 14 abr. 2009.

AL-ALAWI, Saleh; ISLAM, Syed. Principles of electricity demand: 1. methodologies. **Power Engineering Journal**, New York, p. 139-143, June 1996.

ALMEIDA, A. A. **O livre mercado de energia elétrica brasileiro: parte VI: o mercado de fontes incentivadas**. Disponível em : <<http://raceadm3.nuca.ie.ufrj.br/buscarace/Docs/alaalmeida7.pdf>> . Acesso em: 12 jun. 2009.

BOFF, D. **Metodologia para projeção de mercado de distribuidoras de energia elétrica**, 2007. Projeto (Diplomação) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

BRANDÃO, P. V. Metodologia de projeção do mercado de energia elétrica. **O Mercado de Energia**, São Paulo, v.114, p. 86-89, 1992.

BRASIL. Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 14 abr. 2009.

BRASIL. Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007. Cria o regime especial de incentivos para o desenvolvimento da infra-estrutura - REIDI; reduz para 24 (vinte e quatro) meses o prazo mínimo para utilização dos créditos da contribuição para o PIS/Pasep e da contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS decorrentes da aquisição de edificações, amplia o prazo para pagamento de impostos e contribuições, altera a Medida Provisória nº 2.158-35, de 24 de agosto de 2001, e as Leis nºs 9.779, de 19 de janeiro de 1999, 8.212, de 24 de julho de 1991, 10.666, de 8 de maio de 2003, 10.637, de 30 de dezembro de 2002, 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, 10.426, de 24 de abril de 2002, 10.833, de 29 de dezembro de 2003, 10.892, de 13 de julho de 2004, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 10.865, de 30 de abril de 2004, 10.925, de 23 de julho de 2004, 11.196, de 21 de novembro de 2005; revoga dispositivos das Leis nºs 4.502, de 30 de novembro de 1964, 9.430, de 27 de dezembro de 1996, e do Decreto-Lei nº 1.593, de 21 de dezembro de 1977; e dá outras providências. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 17 set. 2009.

BRASIL. Lei nº 10.762, de 11 novembro de 2003. Dispõe sobre a criação do programa emergencial e excepcional de apoio às concessionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, altera os arts. 8º e 10 da Lei 8.631 de 04.03.1993, os arts. 17 e 26 da Lei 9.427 de 26.12.1996, e os arts. 3º, 5º, 13, 14 e 25 da Lei 10.438 de 26.04.2002 e acrescenta o inciso III ao parág. 4º do art. 11 da Lei 9.648 de 27.05.1998. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 17 set. 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. **Legislação on-line**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em: 12 ago. 2009.

CAIO, L. S.; BERMAN, C. Análise das metodologias de projeção de mercado de energia elétrica face ao novo perfil de planejamento no ambiente pós-privatização. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE PLANEJAMENTO ENERGÉTICO, 3., São Paulo, 1998. **Anais...** São Paulo: SEESP; SBPE; USP; UNICAMP; UFRJ-COPEE, 1998.

CANAZIO, A. **Consumidores especiais são a nova fronteira de crescimento do mercado livre**. Disponível em: <http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Em_Foco.asp?id=66129> . Acesso em : 11 nov. 2008

CARREIRO, J. P. et al. Modelos de análise da demanda global de energia: uma descrição geral e avaliação. **O Mercado de Energia**, São Paulo, v. 114, p. 93-99, 1992.

CARVALHO, C. B. **Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo**. 2005. Tese (Doutorado) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, São Paulo, 2005.

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

CHARYTONIUK, W. et al. Demand forecasting in power distribution systems using nonparametric probability density estimation. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 14, n. 4, Nov. 1999.

DYNER, I.; LARSEN, E. R. From planning to strategy in the electricity industry. **Energy Policy**, [S. l.], v. 29, p. 1145-1154, 2001. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: 18 nov. 2008.

FARIA, S. N. G. **Um modelo integrado de previsão do mercado de energia elétrica a longo prazo**. 1993. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 1993.

FORD, A. Waiting for the boom: a simulation study of power plant construction in california. **Energy Policy**, [S. l.], v. 29, n. 11, p. 847-869, 2001. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: 22 ago. 2008.

GREINER, P. Posicionamento sobre as transformações estruturais da área energética no Brasil. **Revista Brasileira de Energia**, [S. l.], v. 4, n. 1, p. 115-34, 1995.

HUNT, S.; SHUTTLEWORTH, G. **Competition and choice in electricity**. New York: J. Wiley, 1996.

INFORME Eletrônico sobre Empresas de Energia Elétrica (IFE). Rio de Janeiro, n.2576, 15 set. 2009. Disponível em:
< <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras>>. Acesso em: 11 nov. 2009

LATHAM, J. H. et al. Probability approach to electric utility load forecasting. **IEEE Transactions on Power Systems**, New York, v. 87, n. 2, Feb. 1968.

LOTERO, R. C. **A eficiência econômica na reestruturação do setor elétrico brasileiro: uma abordagem através da economia dos custos de transação**. 1999. Tese (Doutorado) - Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 1999.

MAKIDAKIS, S.; WHEELWRIGHT, S.; HYNDMAN, R. J. **Forecasting: methods and applications**. 3. ed. New York: John Wiley&Sons, 1998.

MENDES, D. P. et al. Regulação da compra de energia no novo modelo do setor elétrico brasileiro. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE PRODUÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 18., 2005, Curitiba. **Anais...** Curitiba: COPEL, 2005. p. 1-8.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Modelo institucional do setor elétrico**. Brasília, DF: MME, dez. 2003.

MOROZOWSKI, M. F.; SCHUCH, G. B. Novo enfoque para planejamento de sistemas elétricos em ambiente competitivo. In: SIMPÓSIO DE ESPECIALISTAS EM PLANEJAMENTO DA OPERAÇÃO E EXPANSÃO, 5., Recife, 1996. **Anais...** Recife: Eletrobrás, 1996. p 1-6.

NEUBAUER, F.; WESTMAN, E.; FORD, A. Applying planning models to study new competition: analysis for the bonnevillle power administration. **Energy Policy**, [S. l.], v.25, n. 3, p. 273-280, 1997. Disponível em: <<http://www.elsevier.com/locate/enpol>>. Acesso em: 28 jul. 2009.

REALE, M. **História & energia**. São Paulo: Departamento de Patrimônio Histórico da Eletropaulo, 1997.

ROMERA, E. G.; MORÁN, M. Á. J.; FERNÁNDEZ, D. C. Monthly electric energy demand forecasting based on trend extraction. **IEEE Transactions on Power Systems**, [S.l.], v. 21, n. 4, Nov. 2006.

SCHUCH, G. B. **Um modelo para estudos da demanda de energia elétrica em ambiente competitivo**, 2000. 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 nos ambientes de contratação**, 2007. Dissertação (Mestrado) Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2007.

SPACKMAN, D. et al. Long term demand forecast for an electricity distribution network. In: UNIVERSITIES POWER ENGINEERING CONFERENCE, 2007, Australasian. **Proceedings...** Australasian: AUPEC 2007.

SRINIVASAN, D.; LIEW, A.C.; CHEN, J.S.P. **Short term forecasting using neural network approach**. Singapore: Department of Electrical Engineering National University of Singapore, 1991.

ANEXO A

Tarifas, Tributos e Impostos nas Faturas de Energia Elétrica.

ANEXO A: TARIFAS, TRIBUTOS E IMPOSTOS NAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA

A.1 TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA (ACR)

O texto a seguir, sobre tarifa de energia elétrica, foi retirado do Caderno Temático N°. 4 da ANEEL: Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica, Brasília, abril, 2005.

Os consumidores de energia elétrica pagam por meio da fatura de energia elétrica, recebida da sua distribuidora, um valor correspondente à quantidade de energia elétrica consumida, no mês anterior, estabelecida em kWh e multiplicada por um valor unitário, denominado tarifa, medida em R\$/kWh, que corresponde ao preço de um quilowatt consumido em uma hora.

Cabe à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de uma tarifa justa, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição para que ela possa oferecer um serviço com a qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias, dentro da sua área de concessão.

Para que as tarifas sejam aplicadas, os consumidores são divididos nas seguintes classes de consumo: industrial, comercial, residencial, poderes públicos e iluminação pública, rural e consumo próprio e irrigação. A tarifa é composta pelos componentes de demanda e consumo de energia. A demanda é a potência média que o consumidor solicita a distribuidora durante um intervalo de 15 minutos e o valor considerado para faturamento é o maior valor registrado no mês. O consumo de energia, medido em kWh ou MWh, é a potência elétrica disponibilizada no tempo, neste caso o mês de consumo.

A.1.1 Estrutura Tarifária

Define-se estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil, as tarifas de energia elétrica estão estruturadas em dois grandes grupos de consumidores: “grupo A” e “grupo B”, neste trabalho será utilizado apenas os consumidores do grupo “A” (Alta Tensão) que é dividido em seis subgrupos, de acordo com o caderno temático N°. 4 da ANEEL de 1995, que são:

- A-1 \Rightarrow 230 kV ou mais;
- A-2 \Rightarrow 88 kV a 138 kV;
- A-3 \Rightarrow 69 kV;
- A-3a \Rightarrow 30 kV a 44 kV;
- A- 4 \Rightarrow 2,3 kV a 25 kV;
- A.S \Rightarrow Para sistema subterrâneo.

Somente consumidores do grupo A, subgrupo A4, foram utilizados na aplicação do modelo proposto, Capítulo 4, uma vez que, neste grupo encontra-se a maioria dos consumidores especiais. Com isto, apenas a composição das tarifas deste grupo é apresentado neste trabalho.

❖ Tarifas do grupo A

As tarifas do “grupo A” são aplicadas para consumidores atendidos em alta tensão, de 2,3 kV a 230 kV, e são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo-sazonal azul e horo-sazonal verde. A convenção por cores é apenas para facilitar a referência.

➤ Estrutura tarifária convencional

A estrutura tarifária convencional é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora.

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

➤ **Estrutura tarifária horo-sazonal**

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

Para as horas do dia são estabelecidos dois períodos, denominados postos tarifários. O posto tarifário “ponta” corresponde ao período de maior consumo de energia elétrica, que ocorre entre 18 e 21 horas do dia. O posto tarifário “fora da ponta” compreende as demais horas dos dias úteis e às 24 horas dos sábados, domingos e feriados. As tarifas no horário de “ponta” são mais elevadas do que no horário “fora de ponta”.

Já para o ano, são estabelecidos dois períodos: “período seco”, quando a incidência de chuvas é menor, e “período úmido” quando é maior o volume de chuvas. As tarifas no período seco são mais altas, refletindo o maior custo de produção de energia elétrica devido à menor quantidade de água nos reservatórios das usinas hidrelétricas, provocando a eventual necessidade de complementação da carga por geração térmica, que é mais cara. O período

seco compreende os meses de maio a novembro e o período úmido os meses de dezembro a abril.

✓ **Tarifa horo-sazonal azul**

A tarifa horo-sazonal azul é a modalidade de fornecimento estruturada para a aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia e dos períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. Esta tarifa é aplicável obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado, e com tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV.

A tarifa horo-sazonal azul tem a seguinte estrutura:

- Demanda de potência (R\$/kW):

- Um valor para o horário de ponta (P)
- Um valor para o horário fora de ponta (FP)

- Consumo de energia (R\$/MWh):

- Um valor para o horário de ponta em período úmido (PU)
- Um valor para o horário fora de ponta em período úmido (FPU)
- Um valor para o horário de ponta em período seco (PS)
- Um valor para o horário fora de ponta em período seco (FPS)

✓ **Tarifa horo-sazonal verde**

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

A tarifa horo-sazonal se aplica obrigatoriamente às unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda

contratada igual ou superior a 300 kW, com opção do consumidor pela modalidade azul ou verde. As unidades consumidoras atendidas pelo sistema elétrico interligado com tensão de fornecimento inferior a 69 kV e demanda contratada inferior a 300 kW podem optar pela tarifa horo-sazonal, seja na modalidade azul ou verde.

A tarifa horo-sazonal verde tem a seguinte estrutura:

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

A.2 TRIBUTOS E IMPOSTOS NAS FATURAS DE ENERGIA ELÉTRICA

As distribuidoras cobram pelos serviços prestados de distribuição de energia elétrica, através de faturas emitidas mensalmente. Nas faturas estão incluídos, além dos custos com o uso do sistema de distribuição e gastos com o consumo de energia, tributos federais como o PIS/PASEP e COFINS, ICMS, e a Contribuição para custeio do serviço de Iluminação Pública, descritos a seguir.

- **ICMS:** é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços - é um imposto de competência estadual e incide (base de cálculo) sobre a circulação de mercadorias, prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal, de comunicações e de energia elétrica. Também incide sobre a entrada de mercadorias importadas e serviços prestados no exterior e cada Estado da Federação tem liberdade para adotar regras próprias relativas à cobrança desse imposto, respeitados os

requisitos mínimos fixados na Constituição Federal e pelo Código Tributário Nacional.

- **PIS/PASEP e COFINS:** São dois tributos federais. O PIS/PASEP tem como finalidade o financiamento do programa do Seguro-Desemprego e o abono aos empregados que recebem até dois salários mínimos mensais. E o COFINS (Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social) foi instituído pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991, destinada a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social. Eles sofrem alterações mensais que são divulgadas pelas distribuidoras.

- **Iluminação Pública:** Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública, convênio celebrado entre as Prefeituras e a distribuidora, com objetivo de promover a arrecadação da contribuição, nas contas de energia elétrica, nos termos das leis municipais de cada Prefeitura. O valor faturado é repassado integralmente às respectivas Prefeituras. Essa arrecadação é a principal fonte de recursos para a ampliação dos pontos de iluminação pública, aumento do potencial de Iluminação já instalado, manutenção e pagamento do consumo da Iluminação Pública.

ANEXO B

Programa fonte.


```

subtitulos ={'Preço do Contrato energia elétrica no ACL (R$/MWh)
.',...
            'Valor da TUSD para demanda no ACL(R$/kWh)',...
            'Valor da TUSD Encargos no ACL (R$/MWh)',...
            ' Custo de Migração para o ACL (R$) - ( Custo Medição )',...
            ' Encargo CCEE      (R$/MWh)'};

titulo = 'AMBIENTE DE CONTRATAÇÃO LIVRE (ACL)';
linha = 1;
def = {'0','0','0','0','0'};
resposta = inputdlg(subtitulos,titulo,linha,def);
Preco_energia_ACL = str2num(cell2mat(resposta(1)));
TUSD_demanda = str2num(cell2mat(resposta(2)));
TUSD_consumo = str2num(cell2mat(resposta(3)));
Custo_Migracao = str2num(cell2mat(resposta(4)));
Preco_Encargo_CCEE = str2num(cell2mat(resposta(5)));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%               TERCEIRA ENTRADA DE DADOS ( Alíquotas )
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
subtitulos ={'Entre com a Alíquota ICMS (%)',...
            'Entre com a Alíquota PIS/COFINS (%)'};
titulo = 'ALÍQUOTAS';
linha = 1;
def = {'0','0'};
resposta = inputdlg(subtitulos,titulo,linha,def);
Aliquota_ICMS = str2num(cell2mat(resposta(1)));
Aliquota_PIS_COFINS = str2num(cell2mat(resposta(2)));
Aliquota_ICMS = Aliquota_ICMS/100;
Aliquota_PIS_COFINS = Aliquota_PIS_COFINS/100;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%               QUARTA ENTRADA DE DADOS ( Anos de projeção )
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
subtitulos ={'Número desejado de anos de projeção (1 a 20):',...
            'Para projeção de consumo digite "1" para Demanda digite
"2"'};
titulo = 'PROJEÇÃO DE MERCADO PARA DISTRIBUIDORA';
linha = 1;
def = {'10','1'};
resposta = inputdlg(subtitulos,titulo,linha,def);
anos_de_projecao = str2num(cell2mat(resposta(1)));
projecao_consumo_ou_demanda = str2num(cell2mat(resposta(2)));

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% CARREGA ARQUIVOS DE DADOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% OBS 1: Os dados de entrada estão em kW e todos os cálculos são feitos
nessa
%         unidade. Os resultados de projeção são mostrados nos gráficos em
GW ano
% OBS 2: Utilizou-se como amostra consumidores industriais A4

% Consumo faturado
fid = fopen('ConsumoFaturado.txt');

```



```

dados_demanda_contratada_aux = dados_demanda_contratada(:,2:25);
% Média de demanda contratada de 11/2006 a 10/2008
dados_demanda_contratada_media = sum(dados_demanda_contratada_aux,2)/24;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%     CALCULA A DEMANDA FATURADA MÉDIA DE CADA CLIENTE NO PERÍODO DE 11/2007
A 10/2008     %
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%Obs : o cálculo deste dado é utilizado para o cálculo do fator de carga

% Dados de demanda faturada de 11/2007 a 10/2008
dados_demanda_faturada_aux = dados_demanda_faturada(:,14:25);
% Média de demanda faturada de 11/2007 a 10/2008
dados_demanda_faturada_media = sum(dados_demanda_faturada_aux,2)/12;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Separa os consumidores em Potencialmente Livres, Especiais Potencialmente
livres
% e Cativos, de acordo com a demanda média contratada nos dois anos
considerados.
% Potencialmente Livres D >= 3000 kW
% Especiais Potencialmente livres D >= 500 kW
% Cativos D < 500 kW
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

j=0;
z=0;
h=0;
for i = 1:1973 ;
    if dados_demanda_contratada_media (i,1) < 500
        h=h+1;
        Cliente_Cativo_No (h,1) = No_do_Cliente (i,1);
        Consumidores_Cativos (h,1)=dados_demanda_contratada_media
(i,1);
    end
end

for i = 1:1973 ;
    if dados_demanda_contratada_media (i,1) >= 500
        if dados_demanda_contratada_media (i,1) < 3000
            j=j+1;
            Cliente_Especial_No (j,1) = No_do_Cliente (i,1);
            Especiais_Potencialmente_Livres (j,1) =
dados_demanda_contratada_media (i,1);

            elseif dados_demanda_contratada_media (i,1) >= 3000
                z=z+1;
                Cliente_Pot_Livre_No (z,1) = No_do_Cliente (i,1);
                Consumidores_Potencialmente_Livres (z,1) =
dados_demanda_contratada_media (i,1);

            end
        end
    end
end
end

```

```

% Demanda média dos 24 meses para cada consumidor identificado por cliente
Consumidores_Cativos = [Cliente_Cativo_No Consumidores_Cativos];
Especiais_Potencialmente_Livres = [Cliente_Especial_No
Especiais_Potencialmente_Livres];
Consumidores_Potencialmente_Livres = [Cliente_Pot_Livre_No
Consumidores_Potencialmente_Livres];

% N° de Consumidores
No_Consumidores_Cativos = size(Consumidores_Cativos,1);
No_Especiais_Potencialmente_Livres =
size(Especiais_Potencialmente_Livres,1);
No_Consumidores_Potencialmente_Livres =
size(Consumidores_Potencialmente_Livres,1);

% Identificação dos Clientes, Cativos, Especiais Potencialmente livres e
% Potencialmente Livres
Cliente_Cativo_No;
Cliente_Especial_No;
Cliente_Pot_Livre_No;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% TRANSFORMA OS DADOS DE CONSUMO DOS CONSUMIDORES CATIVOS, ESPECIAIS
POTENCIALMENTE LIVRES
%E POTENCIALMENTE LIVRES DE MESES PARA ANOS
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Consumo dos Consumidores Cativos de 11/2006 a 10/2007
for j = 1 : No_Consumidores_Cativos
    for i = 1 : 1973
        if Cliente_Cativo_No (j,1)== dados_consumo_faturado(i,1);
            Consumo_Cliente_Cativo_2007(j,1:12) =
dados_consumo_faturado(i,2:13);
        end
    end
end
% Consumo dos Consumidores Cativos de 11/2007 a 10/2008
for j = 1 : No_Consumidores_Cativos
    for i = 1 : 1973
        if Cliente_Cativo_No (j,1)== dados_consumo_faturado(i,1);
            Consumo_Cliente_Cativo_2008(j,1:12)=
dados_consumo_faturado(i,14:25);
        end
    end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% Consumo dos Consumidores Especiais Potencialmente livres de 11/2006 a
10/2007
for j = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
    for i = 1 : 1973
        if Cliente_Especial_No (j,1)== dados_consumo_faturado(i,1);
            Consumo_Especiais_Pot_Livres_2007(j,1:12) =
dados_consumo_faturado(i,2:13);
        end
    end
end

```

```

end
end
% Consumo dos Consumidores Especiais Potencialmente livres de 11/2007 a
10/2008
for j = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
    for i = 1 : 1973
        if Cliente_Especial_No (j,1)== dados_consumo_faturado(i,1);
            Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008(j,1:12) =
dados_consumo_faturado(i,14:25);
        end
    end
end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Consumo dos Consumidores Potencialmente Livres de 11/2006 a 10/2007

for j = 1 : No_Consumidores_Potencialmente_Livres
    for i = 1 : 1973
        if Cliente_Pot_Livre_No (j,1)== dados_consumo_faturado(i,1);
            Consumo_Cliente_Pot_Livre_2007(j,1:12) =
dados_consumo_faturado(i,2:13);
        end
    end
end
end

% Consumo dos Consumidores Potencialmente livres de 11/2007 a 10/2008

for j = 1 : No_Consumidores_Potencialmente_Livres
    for i = 1 : 1973
        if Cliente_Pot_Livre_No (j,1)== dados_consumo_faturado(i,1);
            Consumo_Cliente_Pot_Livre_2008(j,1:12) =
dados_consumo_faturado(i,14:25);
        end
    end
end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% SOMA OS DADOS DE CONSUMO DE 11/2006 a 10/2007 E DE 11/2007 a 10/2008 PARA
CONSUMIDORES %
% CATIVOS, ESPECIAIS POTENCIALMENTE LIVRES E POTENCALMENTE LIVRES,
RESULTANDO NO CONSUMO %
% ANUAL PARA CADA TIPO DE CONSUMIDOR.
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

%DE 11/2006 a 10/2007
Consumo_Cliente_Cativo_2007_Ano = sum(Consumo_Cliente_Cativo_2007,2);
Consumo_Especiais_Pot_Livres_2007_Ano =
sum(Consumo_Especiais_Pot_Livres_2007,2);
Consumo_Cliente_Pot_Livre_2007_Ano = sum(Consumo_Cliente_Pot_Livre_2007,2);

% DE 11/2007 a 10/2008

```

```
Consumo_Cliente_Cativo_2008_Ano = sum(Consumo_Cliente_Cativo_2008,2);
Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano =
sum(Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008,2);
Consumo_Cliente_Pot_Livre_2008_Ano = sum(Consumo_Cliente_Pot_Livre_2008,2);
```

```
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%
%
%          CALCULO DO CUSTO ANUAL DE CADA CLIENTE ESPECIAL POTENCIALMENTE
LIVRE          %
%
%          PERÍODO DE 11/2007 a 10/2008
%
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
                                ACR
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
```

```

%.....
% Cálculo do custo em relação ao Consumo de energia elétrica
%.....
% OBS : os dados de consumo estão em Wh, por isto estão sendo
% divididos por 10^6 para transformar em MWh, já que a tarifa
% está em R$/MWh.
```

```
for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
    Custo_Consumo_especial_Mensal_ACR (i,1)=
(Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,1)/10^6)*Tarifa_consumo;
end
Custo_Consumo_especial_Mensal_ACR_RS = [Cliente_Especial_No
Custo_Consumo_especial_Mensal_ACR];
```

```

%.....
% Cálculo do custo em relação a demanda contratada de energia
elétrica
```

```

%.....
% OBS : os dados de demanda estão em kWh e os de consumo estão
em Wh,
%          a TUSD encargo está em R$/MWh e a TUSD Demanda esta
R$/kWh.
% Arquivo_Especiais_Pot_Livres_2008 = dados de demanda mensal
de cada cliente
```

```
% Primeiro separamos a matriz de demanda contratada mensal de 11/2007 a
10/2008
```

```
for j = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
    for i = 1 : 1973
```

```

        if Cliente_Especial_No (j,1)== dados_demanda_contratada(i,1);
            Arquivo_Especiais_Pot_Livres_2008(j,1:12) =
dados_demanda_contratada(i,14:25);
        end
    end
end

% Multiplica o valor de demanda contratada mensal pelo valor da tarifa de
demanda
% obtendo o custo mensal de cada cliente

for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
    Custo_Demanda_especial_Mensal_ACR
(i,1:12)=(Arquivo_Especiais_Pot_Livres_2008(i,1:12))*Tarifa_demanda;
end

% Soma o custo de demanda mensal, obtendo o custo anual para cada cliente
Custo_Demanda_especial_Anual_ACR =
sum(Custo_Demanda_especial_Mensal_ACR,2);
% Saída do custo de demanda Anual em reais identificando cada cliente
Custo_Demanda_especial_Anual_ACR_RS = [Cliente_Especial_No
Custo_Demanda_especial_Anual_ACR];

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

                                %%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%          ACL          %%%%%%%%%%%
                                %%%%%%%%%%%

%.....
% Cálculo do custo em relação ao Consumo de energia elétrica
%.....
% OBS : os dados de consumo estão em kWh, por isto estão sendo
% divididos por 1000 para transformar em MWh, já que o preço
% da energia está em R$/MWh.Aqui já é acrescentado 0s 3% sobre
% a energia contratada referente as perdas da rede básica.

for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
    Custo_Consumo_especial_Mensal_ACL (i,1)=
(Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,1)/10^6)*1.03*Preco_energia_ACL;
end
Custo_Consumo_especial_Mensal_ACL_RS = [Cliente_Especial_No
Custo_Consumo_especial_Mensal_ACL];

%.....
% Cálculo encargo CCEE para cada consumidor especial %
%.....

    for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
        Custo_encargo_CCEE_RS (i,1)= Preco_Encargo_CCEE *
(Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,1)/10^6);
    end

%.....

```



```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Valor da energia = Valor da energia consumo anual + Valor da energia
demanda anual
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% BASE DE CÁLCULO PARA PIS/COFINS
% Valor da energia/(1- Aliquota ICMS- Aliquota PIS_COFINS)
Base_calc_Pis_Cofins_ACR = (Custo_Consumo_especial_Mensal_ACR_RS(:,2)+...
                             Custo_Demanda_especial_Anual_ACR_RS(:,2))/...
                             (1-Aliquota_ICMS- Aliquota_PIS_COFINS);

PIS_COFINS_ACR_RS = Base_calc_Pis_Cofins_ACR * Aliquota_PIS_COFINS;

% BASE DE CÁLCULO PARA ICMS
% Valor da energia + PIS_COFINS/(1-Aliquota ICMS)
Base_calc_ICMS_ACR = (Custo_Consumo_especial_Mensal_ACR_RS(:,2)+...
                      Custo_Demanda_especial_Anual_ACR_RS(:,2)+
PIS_COFINS_ACR_RS)/...
                      (1-Aliquota_ICMS);

ICMS_ACR_RS = Base_calc_ICMS_ACR * Aliquota_ICMS;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% Valor da energia = Valor da energia consumo anual + Valor da energia
demanda anual
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

% BASE DE CÁLCULO PARA PIS/COFINS
% Valor da energia/(1- Aliquota ICMS- Aliquota PIS_COFINS)
Base_calc_Pis_Cofins_ACL = (TUSD_Consumo_especial_Mensal_ACL_RS(:,2)+...
                             TUSD_Demanda_especial_Anual_ACL_RS(:,2))/...
                             (1-Aliquota_ICMS- Aliquota_PIS_COFINS);

PIS_COFINS_ACL_RS = Base_calc_Pis_Cofins_ACR * Aliquota_PIS_COFINS;

% BASE DE CÁLCULO PARA ICMS
% Valor da energia + PIS_COFINS/(1-Aliquota ICMS)
Base_calc_ICMS_ACL = (Custo_Consumo_especial_Mensal_ACR_RS(:,2)+...
                      Custo_Demanda_especial_Anual_ACR_RS(:,2)+
PIS_COFINS_ACL_RS)/...
                      (1-Aliquota_ICMS);

ICMS_ACL_RS = Base_calc_ICMS_ACR * Aliquota_ICMS;

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%                               CÁLCULO DA TARIFA DE ENERGIA DA DISTRIBUIDORA
%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

Fatura_Distribuidora = Custo_Consumo_especial_Mensal_ACR_RS(:,2)+...
                       Custo_Demanda_especial_Anual_ACR_RS(:,2)+...

```

PIS_COFINS_ACR_RS+ICMS_ACR_RS;

Fatura_Distribuidora_RS = [Cliente_Especial_No Fatura_Distribuidora];

%%
%
% CÁLCULO DA ENERGIA NO MERCADO LIVRE
%

%%
Gasto_Total_no_ACL = Custo_Consumo_especial_Mensal_ACL_RS(:,2)+...
TUSD_Consumo_especial_Mensal_ACL_RS(:,2)+...
TUSD_Demanda_especial_Anual_ACL_RS(:,2)+...
Custo_encargo_CCEE_RS(:,1)+...
PIS_COFINS_ACL_RS+ICMS_ACL_RS;

Gasto_Total_no_ACL_RS = [Cliente_Especial_No Gasto_Total_no_ACL];

%%
%%
%

% CALCULA A DIFERENÇA DE CUSTOS ENTRE ACL E ACR PARA CADA CONSUMIDOR
ESPECIAL %

%%
%%
%

Diferenca_Custo_ACL_ACR = (Gasto_Total_no_ACL_RS(:,2)+ Custo_Migracao)-
Fatura_Distribuidora_RS(:,2);

Diferenca_Custo_ACL_ACR_RS = [Cliente_Especial_No Diferenca_Custo_ACL_ACR];

%%
%%

% IDENTIFICA O CONSUMIDOR ESPECIAL QUE TEM UM CUSTO DE AQUISIÇÃO DE ENERGIA
MENOR NO ACL %

% - SUBTRAI ESTE DA CARGA DA DISTRIBUIDORA E MIGRA PARA O MERCADO LIVRE
%

% LIVRE. CALCULA O CONSUMO E DEMANDA DOS CONSUMIDORES QUE PERMANECERAM NO
ACR e no ACL. %

%%
%%

%%
%::: CONSUMO :::
%%

Ident_e_Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano = [Cliente_Especial_No
Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano];

% Identificação do consumidor que migra para o ACL e o do que permanece no
ACR

z=0;

j=0;

No_Consum_Esp_migram=0;

```

No_Consum_Esp_Nao_migram=0;
for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
    if Diferenca_Custo_ACL_ACR_RS(i,2) < 0
        j=j+1;
        No_Consum_Esp_migram = j;
        Ident_Consum_Esp_migram(j,1)= Diferenca_Custo_ACL_ACR_RS(i,1);
    else z=z+1;
        No_Consum_Esp_Nao_migram = z;
        Ident_Consum_Esp_Nao_migram(z,1)=
Diferenca_Custo_ACL_ACR_RS(i,1);
    end
end

% Separa o consumo dos consumidores que migraram para o ACL e o dos que
permaneceram no ACR

k=0;
if No_Consum_Esp_migram > 0
for j = 1 : No_Consum_Esp_migram
    for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
        if Ident_Consum_Esp_migram(j,1) ==
Ident_e_Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,1)
            k=k+1;
            Consum_Esp_migram(k,1)=
Ident_e_Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,2);
        end
    end
end
end

k=0;
if No_Consum_Esp_Nao_migram > 0
for j = 1 : No_Consum_Esp_Nao_migram
    for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
        if Ident_Consum_Esp_Nao_migram(j,1) ==
Ident_e_Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,1)
            k=k+1;
            Consum_Esp_Nao_migram(k,1)=
Ident_e_Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,2);
        end
    end
end
end

if No_Consum_Esp_migram > 0
No_Consum_Esp_migram;
Migra_Consumo = [Ident_Consum_Esp_migram Consum_Esp_migram];
else
No_Consum_Esp_migram = 0;
Consum_Esp_migram = 0;
end

if No_Consum_Esp_Nao_migram > 0
No_Consum_Esp_Nao_migram;
Nao_Migram_consumo = [Ident_Consum_Esp_Nao_migram Consum_Esp_Nao_migram];
else
No_Consum_Esp_Nao_migram = 0;
Consum_Esp_Nao_migram = 0;
end
end

```

%Arquivo_Especiais_Pot_Livres_2008

%%
%%

% SOMA OS DADOS DE CONSUMO DE 11/2006 a 10/2007 E DE 11/2007 a 10/2008 PARA
TODOS OS
% CONSUMIDORES, RESULTANDO NO CONSUMO TOTAL ANUAL PARA CADA TIPO DE
CONSUMIDOR.

%%
%%

% Os valores de consumo estão em Wh

%DE 11/2006 a 10/2007

Consumo_Cliente_Cativo_2007_Total = sum(Consumo_Cliente_Cativo_2007_Ano,1);
Consumo_Especiais_Pot_Livres_2007_Total =
sum(Consumo_Especiais_Pot_Livres_2007_Ano,1);
Consumo_Cliente_Pot_Livre_2007_Total =
sum(Consumo_Cliente_Pot_Livre_2007_Ano,1);

% DE 11/2007 a 10/2008

Consumo_Cliente_Cativo_2008_Total = sum(Consumo_Cliente_Cativo_2008_Ano,1);
Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Total =
sum(Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano,1);
Consumo_Cliente_Pot_Livre_2008_Total =
sum(Consumo_Cliente_Pot_Livre_2008_Ano,1);

%%
%%

% CONSUMO DOS CONSUMIDORES ESPECIAIS POTENCIALMENTE LIVRES E POTENCIALMENTE
% LIVRES QUE MIGRARAM PARA O ACL

%%
%%

% Os valores de consumo estão em Wh

% Soma o consumo dos consumidores que migraram p/ o ACL e os que
permaneceram no ACR

Consum_Esp_migram_ACL = sum(Consum_Esp_migram,1);

Consum_Esp_Nao_migram_ACL = sum(Consum_Esp_Nao_migram,1);

%%
%%

% SOMA O CONSUMO DE TODOS OS CLIENTES DA DISTRIBUIDORA SUBTRAINDO O CONSUMO
% DOS CONSUMIDORES ESPECIAIS POTENCIALMENTE LIVRES E/OU POTENCIALMENTE
% LIVRES QUE MIGRARAM PARA O ACL.

%%
%%

Consumo_Total_2008_sem_migracao = (Consumo_Cliente_Cativo_2008_Total +...
+ Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Total+...
+ Consumo_Cliente_Pot_Livre_2008_Total);

Consumo_Total_2008_com_migracao = (Consumo_Cliente_Cativo_2008_Total +...
+ Consumo_Especiais_Pot_Livres_2008_Total+...
+ Consumo_Cliente_Pot_Livre_2008_Total)-...
Consum_Esp_migram_ACL;

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%:.....: DEMANDA :.....:
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

% IDENTIFICA OS CONSUMIDORES QUE MIGRARAM PARA O ACL E FAZ A SOMA TOTAL
% DE SUAS DEMANDAS CONTRATADAS.

```

```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

```

```

Ident_e_Demanda_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano =
sum(Arquivo_Especiais_Pot_Livres_2008,2);
Ident_e_Demanda_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano = [Cliente_Especial_No
Ident_e_Demanda_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano];

```

```

k=0;
if No_Consum_Esp_migram > 0
for j = 1 : No_Consum_Esp_migram
for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
if Ident_Consum_Esp_migram(j,1) ==
Ident_e_Demanda_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,1)
k=k+1;
Demanda_Esp_migram(k,1)=
Ident_e_Demanda_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,2);
end
end
end
end

```

```

k=0;
if No_Consum_Esp_Nao_migram > 0
for j = 1 : No_Consum_Esp_Nao_migram
for i = 1 : No_Especiais_Potencialmente_Livres
if Ident_Consum_Esp_Nao_migram(j,1) ==
Ident_e_Demanda_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,1)
k=k+1;
Demanda_Esp_Nao_migram(k,1)=
Ident_e_Demanda_Especiais_Pot_Livres_2008_Ano(i,2);
end
end
end
end

```

```

if No_Consum_Esp_migram > 0
No_Consum_Esp_migram;
Migra_Demanda = [Ident_Consum_Esp_migram Demanda_Esp_migram];
else
No_Consum_Esp_migram = 0;
Demanda_Esp_migram = 0;
end

```

```

if No_Consum_Esp_Nao_migram > 0
No_Consum_Esp_Nao_migram;
Nao_Migram_Demanda = [Ident_Consum_Esp_Nao_migram Demanda_Esp_Nao_migram];
else
No_Consum_Esp_Nao_migram = 0;
Demanda_Esp_Nao_migram = 0;

```

end

% Soma a Demanda total de todos os clientes da distribuidora de 11/2006 a 10/2008

dados_demanda_contratada_aux = dados_demanda_contratada(:,14:25);

Demanda_anual_2008 = sum (dados_demanda_contratada_aux,2);

Demanda_anual_2008_Total = sum (Demanda_anual_2008,1);

%%%

% DEMANDA DOS CONSUMIDORES ESPECIAIS POTENCIALMENTE LIVRES

%%%

% Soma a demanda dos consumidores que migraram p/ o ACL e os que permaneceram no ACR

Demanda_Esp_migram_ACL = sum(Demanda_Esp_migram,1);

Demanda_Esp_Nao_migram_ACL = sum(Demanda_Esp_Nao_migram,1);

%%%

%%%

% SOMA A DEMANDA DE TODOS OS CLIENTES DA DISTRIBUIDORA SUBTRAINDO A DEMANDA
% DOS CONSUMIDORES ESPECIAIS POTENCIALMENTE LIVRES E/OU POTENCIALMENTE
% LIVRES QUE MIGRARAM PARA O ACL.

%%%

%%%

Demanda_Total_2008 = Demanda_anual_2008_Total-Demanda_Esp_migram_ACL;

%%%

%%%

%%%

%%%

%

%

%

%

%

%

%%%

%%%

%%%

%%%

%%%

%%%

%%% PROJEÇÃO DE CONSUMO PARA O MERCADO DA DISTRIBUIDORA

%%%

%%%

%%%

%Considera-se nesta rotina a saída ou não dos consumidores especiais potencialmente

%livres e/ou potencialmente livres do mercado da distribuidora para o ACL em 2008.

% Cti=Cti-1+Cti*TPi+E

% Projeção de consumo sem a migração dos consumidores especiais


```

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
% ATENÇÃO :   Projeção em MW ano

if projecao_consumo_ou_demanda ==1

%Variavais de saida para Consumo  :

%if No_Consum_Esp_migram > 0
%Projecao_com_especiais = Projecao_de_Consumo(:,2) +
Projecao_de_Consumo_Esp(:,2);
%else
%Projecao_com_especiais = Projecao_de_Consumo(:,2);
%end

% Projeção do Consumo da Distribuidora sem a migração dos consumidores
especiais
plot(Projecao_de_Consumo_sem_migracao(:,1),Projecao_de_Consumo_sem_migracao
(:,2)/10^6,'k+-')
hold on

if No_Consum_Esp_migram > 0
% Projeção do Consumo da Distribuidora com a migração dos consumidores
especiais
plot(Projecao_de_Consumo_com_migracao(:,1),Projecao_de_Consumo_com_migracao
(:,2)/10^6,'bo-')
end

if No_Consum_Esp_migram > 0
% Projeção do Consumo dos Consumidores Especiais
plot(Projecao_de_Consumo_Esp(:,1),Projecao_de_Consumo_Esp(:,2)/10^6,'r*-')
end

xlabel('ANO')
ylabel('CONSUMO (MWh)')
title('PREVISÃO DE CONSUMO ANUAL')
legend('Proj.Distribuidora s/migração','Proj.Distribuidora
c/migração','Proj.Especiais no ACL')

end

% Variaveis de saída para Consumo

%Variavais de saida para consumo  :
% - Projeção consumo  :

Projecao_sem_migracao_especiais_MW = [Projecao_de_Consumo_sem_migracao(:,1)
Projecao_de_Consumo_sem_migracao(:,2)/10^6];
Projecao_de_Consumo_sem_migracao =
Projecao_de_Consumo_sem_migracao(:,2)/10^6

if No_Consum_Esp_migram > 0
Projecao_com_migracao_especiais_MW = [Projecao_de_Consumo_com_migracao(:,1)
Projecao_de_Consumo_com_migracao(:,2)/10^6],
Projecao_de_Consumo_com_migracao =
Projecao_de_Consumo_com_migracao(:,2)/10^6

```

```
end

if No_Consum_Esp_migram > 0
Erro_sem_considerar_especiais_proj = Projecao_sem_migracao_especiais_MW -
Projecao_com_migracao_especiais_MW;
Erro_sem_considerar_especiais_proj_MW =
[Projecao_de_Consumo_com_migracao(:,1)
Erro_sem_considerar_especiais_proj(:,2)];
Erro_sem_considerar_especiais_proj =
Erro_sem_considerar_especiais_proj(:,2)
% calculo do erro percentual de previsão de consumo caso não considere os
consumidores especiais na projeção
for i = 1:anos_de_projecao
Erro_percentual_de_proj_sem_considerar(i,1)=(Erro_sem_considerar_especiais_
proj_MW(i,2)*100)/Projecao_sem_migracao_especiais_MW(i,2);
end
Erro_percentual_de_proj_sem_considerar_especiais =
[Projecao_de_Consumo_com_migracao(:,1)
Erro_percentual_de_proj_sem_considerar(:,1)];
Erro_percentual_de_proj_sem_considerar =
Erro_percentual_de_proj_sem_considerar(:,1)
end

if No_Consum_Esp_migram > 0
Projecao_de_Consumo_Esp_MW = [Projecao_de_Consumo_com_migracao(:,1)
Projecao_de_Consumo_Esp(:,2)/10^6];
Projecao_de_Consumo_Esp = Projecao_de_Consumo_Esp(:,2)/10^6
end
```