

UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLOGIA
CURSO DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE ELETRICIDADE

**ANÁLISE DO RISCO DOS CONTRATOS DE
ENERGIA ELÉTRICA DAS
CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO**

FERNANDO JOSÉ MOREIRA MENDONÇA

São Luís, MA – Brasil

Março de 2008

ANÁLISE DO RISCO DOS CONTRATOS DE ENERGIA ELÉTRICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

Dissertação de Mestrado submetida à Coordenação do Curso de Pós-Graduação em
Engenharia de Eletricidade da UFMA, como parte dos requisitos para
obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica
na área de Sistemas de Energia.

Por

FERNANDO JOSÉ MOREIRA MENDONÇA

MARÇO, 2008

Mendonça, Fernando José Moreira.

Análise do risco dos contratos de energia elétrica das concessionárias de distribuição / Fernando José Moreira Mendonça. – São Luís, 2008.
110 f.

Texto impresso por computador (fotocópia).

Orientador: Vicente Leonardo Paucar Casas

Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal do Maranhão, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Eletricidade, 2008.

1. Energia elétrica – Sistemas - Brasil. 2. Sistemas elétricos de potência. 3. Mercado elétrico I. Paucar Casas, Vicente Leonardo. II. Título

CDU 621.311 (81)

**ANÁLISE DO RISCO DOS CONTRATOS DE ENERGIA
ELÉTRICA DAS CONCESSIONÁRIAS
DE DISTRIBUIÇÃO**

Fernando José Moreira Mendonça

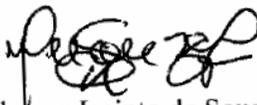
Dissertação aprovada em 19 de março de 2008.



Prof. Vicente Leonardo Paucar Casas, Dr.
(Orientador)



Prof. Ubiratan Holanda Bezerra, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)



Prof. Lindomar Jacinto de Souza, Dr.
(Membro da Banca Examinadora)

ANÁLISE DO RISCO DOS CONTRATOS DE ENERGIA ELÉTRICA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO

MESTRADO

Área de Concentração: SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA

FERNANDO JOSÉ MOREIRA MENDONÇA

Orientador: Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas

**Curso de Pós-Graduação
em Engenharia de Eletricidade da
Universidade Federal do Maranhão**

*Para minha esposa Cristiane e meus filhos Fernando Filho e Ana Beatriz que estão
sempre ao meu lado apoiando em todos os momentos.*

*Em especial para minha Mãe Concita e minhas seis irmãs pelo imenso carinho e
palavras de incentivo.*

*Para meu Pai Benedito Rodrigues Mendonça (in memorian) que procurou sempre
incentivar seus filhos no seu crescimento profissional.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus por ter me dado saúde e fé necessárias para a conclusão deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Vicente Leonardo Paucar Casas pela orientação, apoio, incentivo, amizade e dedicação para o desenvolvimento deste trabalho.

Aos Professores Doutores do Curso de Pós-Graduação: Osvaldo Ronald Saavedra Méndez e Maria da Guia da Silva.

Ao meu cunhado Luís Henrique pelo ajuda na reta final do projeto.

Aos meus colegas de trabalho José Carlos, Luiz Leonel e Ana Karla pelo apoio nesta árdua jornada de trabalho.

A CEMAR, que permitiu minha participação no curso de mestrado juntamente com outros colegas através de convênio firmado com a UFMA.

RESUMO

Neste trabalho é apresentada uma análise do novo ambiente de contratação de energia elétrica, bem como o estudo da metodologia de contratação. O objetivo dos agentes de distribuição é manter, no processo atual de tomada de decisão para a contratação de energia, uma estratégia de compra de energia dentro dos limites de repasse às tarifas de energia elétrica. É proposta uma estratégia considerando um conjunto de ações no sentido de minimizar os riscos de sub e sobre contratação dentro do novo ambiente do setor elétrico. Igualmente é realizada uma análise detalhada dos parâmetros relacionados com o procedimento de contratos de energia elétrica para permitir um melhor entendimento dos riscos inerentes neste processo. A estratégia proposta é aplicada a estudos de caso e os resultados demonstram a utilidade da metodologia proposta que minimiza os riscos de contratação. Da análise dos resultados das estratégias de contratação conclui-se que o nível de conforto de cobertura deve manter no patamar de 101,5%, em face das possibilidades de variações de cenários de previsão de mercado.

Palavras-chave: Contratação de compra de energia elétrica. Riscos de contratos. Competitividade. Mercados elétricos.

ABSTRACT

This work presents an analysis of the new environment of purchasing electric energy, as well as the study's methodology for contracting. The objective of the distribution agents is to keep, in the current process of decision-making for contracting energy, a strategic purchase of energy within the limits of repasse the tariffs of electric energy. It proposes a strategy considering a number of actions to minimize the risks of sub and over hiring in the new environment of the electric sector. It is also held a detailed analysis of the parameters related to the procedures of contracting electrical power to enable a better understanding of the risks inherent in this process. The proposed strategy is applied to case studies and the results demonstrate the usefulness of the proposed methodology that minimizes the risk of contracting.

The analysis of the results of the strategies of hiring concluded that the comfort level of coverage should be maintained in the level of 101.5%, in face of the possibilities of variations of scenarios of market forecast.

Keywords: Contractual Risks. Environments of Regulated Hiring. competitiveness.

SUMARIO

LISTA DE FIGURAS	vii
LISTA DE TABELAS	viii
ABREVIATURAS E SÍMBOLOS	ix
1 INTRODUÇÃO	1
1.1 Generalidades	1
1.2 Formulação do problema	2
1.3 Objetivos	2
1.4 Justificativa	3
1.5 Estrutura do trabalho	3
2 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	5
2.1 Introdução	5
2.2 Novo modelo do Setor Elétrico	6
2.3 O Novo modelo de contratação de energia elétrica	9
2.3.1 Arcabouço regulatório	11
2.3.2 Modelos de contratos de energia elétrica	13
2.3.3 Ambiente de contratação regulada	16
2.3.4 Ambiente de contratação livre	17
2.4 Procedimentos de comercialização no ambiente regulado	18
2.4.1 Tipos de procedimentos	18
2.4.2 Penalidade de contratação	20
2.4.3 Contabilização	24
2.4.4 Preço	27
2.4.5 Regras de comercialização	31
2.4.6 Exportações de energia elétrica	32
3 ANÁLISE DOS RISCOS DE CONTRATAÇÃO NO AMBIENTE REGULADO	36
3.1 Introdução	36
3.2 Leilões de energia elétrica	37

3.3	Mecanismo de compensação de energia elétrica	39
3.4	Riscos de repasse de energia elétrica.....	43
3.5	Análise do risco de contratação.....	46
3.5.1	Nível de cobertura de conforto	18
3.6	Formulação Algébrica do cálculo do risco de contratação	56
3.7	Procedimento de cálculo para minimizar o risco de contratação.....	56
3.6	Estudos de caso para cálculo do risco	56
4	CONCLUSÕES	67
4.1	Conclusões	67
3.2	Trabalhos Futuros.....	69
	ANEXOS.....	70
	Anexo A	71
	APÊNDICES	70
	Apêndice A.....	71
	Referências Bibliográficas	93

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Setor Elétrico - Segmentação das Atividades.	6
Figura 2.2 Estrutura da nova regulamentação das instituições elétricas (PEDROSA,2004).....	7
Figura 2.3 Representação do novo modelo de contratação de energia.....	10
Figura 2.4 Representação da linha do tempo de aquisição de energia (OLIVEIRA, 2003).....	14
Figura 2.5 Modelo Atual – Ambiente contratação regulada.....	16
Figura 2.6 Modelo Atual – Ambiente contratação livre	17
Figura 2.7 Modelo Atual – Nível de contratação.....	22
Figura 2.8 Processo de Contabilização.	25
Figura 2.9 Preço diferenciado por patamar (CCEE)	29
Figura 2.10 Sistema Interligado Elétrico Brasileiro (ANEEL – MME,2007)	33
Figura 3.1 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD.....	41
Figura 3.2 Apuração do MCSD (CCEE).....	42
Figura 3.3 Repasse as tarifas na comercialização regulada.....	44
Figura 3.4 Cone da zona de conforto.....	48
Figura 3.5 Nível de cobertura de conforto (ABRADEE,2005).....	49
Figura 3.6 Empilhamento Regulatório de Contratos.....	50
Figura 3.7 Diagrama de bloco – Passo 01	55
Figura 3.8 Diagrama de bloco – Passo 02	56
Figura 3.9 Estratégia de contratação com A - 3	60
Figura 3.10 Estratégia de contratação sem A - 3	61
Figura 3.11 Estratégia de contratação em A –5.....	62
Figura 3.12 Contratação em A – 5 sem aquisição em A – 3.....	64
Figura 3.13 Evolução Preço R\$/MWh.....	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 Evolução dos preços de liquidação de diferenças por submercado (CCEE, 2007).	30
Tabela 3.1 Necessidade de energia do Agente “A”	57
Tabela 3.2 Portfólio de contratos do Agente “A”	57

ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão
CB	Contratos Bilaterais
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CL	Contratos de Leilões
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CMO	Custos Marginais de Operação
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
COM	Comercializador de Energia
CVA	Conta de Compensação dos Valores da Parcela A
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras
ENERTRADE	Enertrade Energias do Brasil – Comercializador
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
INC	Preço de Despacho
IT	Contratos de ITAIPU
MAE	Mercado Atacadista de Energia
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Relocação de Energia
NE	Submercado Nordeste
N	Submercado Norte
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PdCs	Procedimentos de Comercialização
PIE	Produtor Independente de Energia

PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RE-SEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação
SIN	Sistema Interligado Nacional
SE/CO	Submercado Sudeste e Centro-Oeste
S	Submercado Sul
TRACTEBEL	Tractebel Energia S.A – Comercializador
VN	Valor Normativo
VR	Valor Anual de Referência

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Generalidades

Após a desregulamentação do setor elétrico brasileiro, acompanhando uma tendência mundial, os agentes passaram a conviver com riscos associados aos negócios, principalmente, devido ao próprio mercado, à incerteza nas regras do setor e aos créditos na política energética do país. A reestruturação do setor e a introdução do mercado de energia elétrica explicitaram um tipo básico de risco – aquele relacionado à exposição de compra ou venda de energia. Este fato, associado às empresas distribuidoras de energia elétrica necessitarem contratar 100% de sua carga futura com cinco anos de antecedência, de acordo com a Lei nº. 10.848/05 e o Decreto nº. 5.163/04, sob pena de incidir multas, leva a estratégia de projeção de mercado a ser um controle essencial sobre o nível de contratação ótima. (OLIVEIRA, 2007)

Sob esta nova estrutura do mercado elétrico, é importante considerar a concepção dos Ambientes de Contratação Regulado e Livre (ACR e ACL), e a opção dos agentes que não fizerem contratos de longo prazo com o "pool" ou com consumidores livres, ficarem sujeitos ao Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). O problema para os agentes no novo modelo está relacionado às empresas só poderem comprar energia por meio de licitações pelo menor preço, com o objetivo de oferecer, no futuro, menores tarifas ao consumidor, procurando que todos os esforços estejam voltados para a modicidade tarifária e a estabilidade regulatória. Neste sentido se fazem necessárias as seguintes ações no ambiente de contratação de longo e curto prazo: (i) analisar indicadores qualitativos e quantitativos para acompanhamento e projeção do mercado de energia elétrica que influenciam o mercado das distribuidoras; (ii) monitorar os desvios da projeção, e estabelecer diretrizes para a reavaliação das projeções; (iii) simular as estratégias de contratação de energia nos diversos eventos previstos no modelo do setor elétrico; (iv) quantificar e acompanhar as possibilidades de

penalidade por sub-contratação em forma de multa ou por sobre-contratação através da proibição de repasse acima de 103% de contratação, considerando cenários de Preços de Liquidação de Diferenças.

A importância da estratégia das distribuidoras está em garantir um nível de conforto de cobertura, procurando mitigar os riscos de penalidades por sub ou sobre contratação e garantido o repasse às tarifas de fornecimento de energia elétrica dos gastos de um dos componentes da parcela “A” de maior volume, que é a contratação de energia nesse novo ambiente elétrico.

Para resolver o problema da decisão da compra de energia das distribuidoras dentro deste novo contexto, foi proposto um número de possibilidade de empilhamento de contratos com as características próprias para cada momento da decisão de aquisição de energia dentro do limite de repasse regulatório.

1.2 Formulação do problema

A contratação de energia no novo ambiente gera aos agentes riscos associados à penalidade de sub e sobre contratação e repasse dos custos das despesas de compra de energia elétrica. A obrigação de atender cem por cento do seu mercado cativo produz às distribuidoras o desafio de quantificar sua necessidade de energia para os cinco anos futuros e adquiri-la nos leilões de energia.

A estratégia de contratação é fundamental neste novo ambiente, pois determina no momento adequado, o volume de energia necessária para manter as distribuidoras dentro das obrigações contratuais e garantir o repasse regulatório às tarifas, mantendo assim seu equilíbrio econômico-financeiro.

1.3 Objetivos

Objetivo Geral:

- Analisar os aspectos da contratação de energia das empresas distribuidoras no novo ambiente do setor elétrico.

Objetivos específicos:

- Analisar as estratégias de contratação de energia das empresas distribuidoras no atual ambiente regulado do novo modelo do setor elétrico.
- Propor estratégias para minimizar os riscos de contratação de energia elétrica por parte das empresas distribuidoras.
- Analisar os procedimentos de contratação de energia por parte das distribuidoras em face às variações de cenários de previsão de mercado.
- Aplicar as estratégias de minimização dos riscos de contratação a estudos de caso de empresas distribuidoras.

1.4 Justificativa

No novo Modelo do Setor Elétrico, as empresas de distribuição só podem comprar energia por meio de licitações pelo menor preço, através dos novos ambientes de contratação onde os agentes têm obrigações de possuir lastro de venda e compra de energia. Nesta nova regra de contratação, as distribuidoras devem contratar 100% do mercado cativo, os consumidores livres têm que garantir atendimento de toda a sua carga, com geração própria ou contratos e os vendedores devem apresentar lastro, ou seja, garantia física de empreendimento próprio ou de terceiros, de 100% dos contratos de energia.

Atualmente o grande desafio para as distribuidoras é quantificar seu mercado futuro e planejar a aquisição de energia, de maneira a garantir o seu suprimento sem incorrer em penalidades ou o não repasse às tarifas dos custos de aquisição da energia dentro deste ambiente competitivo. Esse novo desafio imposto aos agentes do setor elétrico, resulta na importância tanto técnica como econômica, em avaliar o impacto das estratégias de contratação, quantificando a penalidade por sub ou sobre contratação.

1.5 Estrutura do trabalho

No presente Capítulo 1 tem-se a introdução, objetivos e justificativa da proposta inicial deste trabalho.

No Capítulo 2, descrevem-se os fundamentos e características da contratação de energia no novo ambiente. Apresenta-se o enfoque do novo modelo do setor elétrico, as regulamentações, os tipos de possibilidade de contratação, os procedimentos de

comercialização de energia no ambiente regulado, a aplicação da penalidade e os preços de contratação de energia.

No Capítulo 3, apresentam-se os desafios das distribuidoras na contratação das distribuidoras, seus riscos associados ao repasse de energia e estudo de caso com solução do problema de minimização dos riscos de sub e sobre contratação.

No Capítulo 4, apresentam-se as conclusões do presente trabalho e propostas para trabalhos futuros.

Capítulo 2

CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

2.1 Introdução

No âmbito do novo modelo de contratação de energia elétrica pelas empresas distribuidoras de energia elétrica, instituído pela Lei nº. 10.848/2004, e também considerando o modelo regulatório vigente, em que a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define os montantes financeiros destinados à compra da energia, recaem sobre as empresas distribuidoras grandes dificuldades em projetar adequadamente seus mercados de fornecimento de forma a cumprir contratos e também a não sofrer penalidades incorridas em perdas de receita.

As distribuidoras deverão contratar energia dentro do ambiente de contratação regulada, por meio dos leilões de energia existente, energia nova com antecedência de cinco ou três anos, tendo assim que prever a projeção de longo prazo do seu mercado, estando assim exposta a risco devido às variações no comportamento de consumo nas diversas classes do seu mercado, uma vez que o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais limita-se ao máximo de cento e três por cento do montante total de energia contratada em relação à carga anual de fornecimento das empresas distribuidoras de energia elétrica.

Neste capítulo, apresentam-se as características, as regulamentações e tipos de contratos e os processos que envolvem a comercialização de energia no ambiente regulado.

2.2 Novo modelo do Setor Elétrico

A partir das diretrizes básicas definidas pela Resolução do Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE) nº. 005/2003, foi apresentada aos agentes distribuidores, pelo Ministério de Minas e Energia (MME), a proposta do Modelo Institucional do Setor Elétrico, que contempla os seguintes princípios básicos: (i) produção de energia elétrica realizada prioritariamente por concessionária de serviço público; (ii) modicidade tarifária para os consumidores; (iii) justa remuneração para os investidores e incentivo para expansão; (iv) mitigação dos riscos sistêmicos; e (v) universalização dos serviços de energia elétrica. (Lei 10.847, 2004)¹

Neste novo modelo houve a desverticalização do setor, definindo as figuras dos agentes de Geração, Transmissão, Distribuição e Comercialização, caracterizando os ambientes Competitivos ou Monopólio natural, e os princípios tarifários para cada segmento (FALCÃO, 2006).

Na Figura 2.1 mostra-se a evolução da segmentação das atividades do Setor Elétrico Brasileiro, na fase inicial na situação de empresas verticalmente integradas e no modelo apresentado pelo Projeto Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RES-SEB). (COOPERS & LYBRAND, 1997)

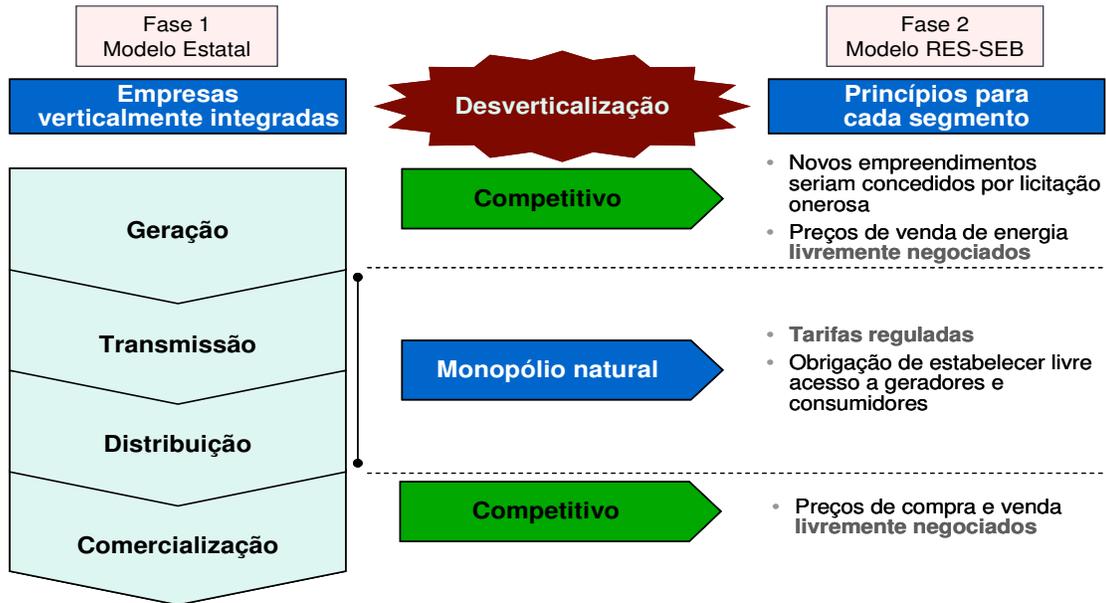


Figura 2.1 Setor Elétrico - Segmentação das Atividades. Fonte: (própria).

¹ Todas as Leis, Decretos e Resoluções da Presidência da República, do MME e da ANEEL podem ser acessados no site da ANEEL (www.aneel.gov.br).

Com o advento do novo modelo institucional do setor elétrico, apresentado em 2004 pelo Ministério de Minas e Energia, houve uma nova redefinição dos papéis dos agentes setoriais notadamente a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e a implementação de novas regras de mercado para estimular a livre concorrência e a competitividade dentro do setor elétrico brasileiro (NASCIMENTO, 2007).

Este modelo, durante os anos de 2003 e 2004 foi sustentado pelas Leis nº.10.847 e 10.848, de 15 de março de 2004, e pelo Decreto nº. 5.163 de 30 de julho de 2004, nesse sentido pode-se destacar os principais marcos regulatórios no setor brasileiro: (i) proposta do modelo em 21.07.2003; (ii) Medidas Provisórias em 11.12.2003; (iii) Lei nº. 10.847/04 que cria a EPE; (iv) Lei nº. 10.848/04 que define regras de comercialização; (v) Decreto nº. 5.081/04 que dá governança ao Operador Nacional do Sistema (ONS); (vi) Decreto nº. 5.163/04 que regulamenta a comercialização de energia; (vii) Decreto nº. 5.175/04 que constitui o CMSE (Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico); (viii) Decreto nº. 5.177/04 que dispõe sobre a CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica); (ix) Decreto nº. 5.184/04 que dispõe sobre a EPE; (x) Decreto nº. 5.175/04 que dispõe sobre o CNPE (Conselho Nacional de Política Energética). Na Figura 2.2 destaca-se a nova regulamentação das instituições, com seus marcos regulatórios.

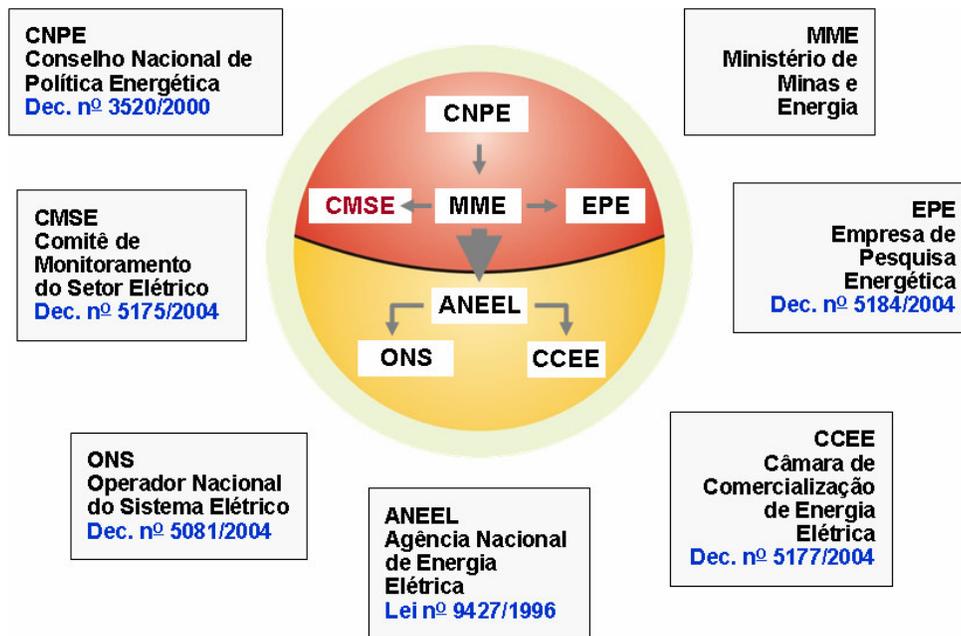


Figura 2.2 Estrutura da nova regulamentação das instituições elétricas.
Fonte: (PEDROSA, 2004).

Neste âmbito se pode relacionar os principais agentes regulatórios, ambientes e fiscalizadores do setor elétrico: (Lei 10.847, 2004).

a) ANEEL

Agência Nacional de Energia Elétrica: Autarquia responsável por normatizar e fiscalizar as atividades do setor elétrico.

b) SIN

Sistema Interligado Nacional: Consiste da interligação de toda a rede elétrica do país distribuída entre os diferentes tipos de geração.

c) ONS

Operador Nacional do Sistema: Tem a responsabilidade do controle operacional direto de todos os que compõem a rede básica de transporte de energia;

d) EPE

A EPE - Empresa de Pesquisa Energética: Elabora os Estudos de planejamento energético.

e) CCEE

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica: Administra os contratos de compra de energia elétrica, contabiliza e liquida as diferenças contratuais. É o sucessor do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

f) CMSE

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico: Avalia a continuidade e segurança do suprimento, tendo como integrantes a EPE, ONS, CCEE e ANEEL.

Outras alterações importantes incluem a definição do poder concedente ao Ministério de Minas e Energia e a ampliação de autonomia do ONS. Em relação à comercialização de energia, foram instituídos os ambientes de celebração de contratos de compra e venda de energia: Ambiente de Contratação Regulada – ACR e Ambiente de Contratação Livre – ACL.

2.3 Novo modelo de contratação de energia elétrica

Com a desregulamentação do setor elétrico brasileiro acompanhando uma tendência mundial, os agentes passaram a conviver com riscos associados aos negócios. Estes riscos podem ser devido ao próprio mercado, à incerteza nas regras do setor e aos créditos da política energética do país. A mensuração destes riscos passou a ser uma preocupação constante dos agentes que desejam incorporar mecanismos de mitigação dos mesmos. (MACHADO, 2004)

Neste ambiente a ANEEL deve ser uma autoridade reguladora imparcial e independente, capaz de lidar eficazmente com as novas questões decorrentes do aumento da participação privada no setor e da concorrência. Seu principal papel é o de regulamentar e fiscalizar os agentes desse novo ambiente regulatório brasileiro. As responsabilidades operacionais deverão ser delegadas para outros agentes específicos do setor, a exemplo do CMSE que deverá se ocupar da gestão da rede nacional de dados hidrológicos, identificação do desenvolvimento ótimo de potenciais hidrelétricos, manutenção de inventários hídricos e planejamento de longo prazo do sistema. (Leis 10.847 e 10.848, 2004)

Neste ambiente criado a partir do novo modelo do setor elétrico a comercialização de energia elétrica para os agentes, sejam geradores (G), produtores independentes (PIE), comercializadores (COM) ou distribuidores (D), é realizada em duas áreas do mercado, o Ambiente de Contratação Regulada - ACR e o Ambiente de Contratação Livre – ACL. (Decreto 5.163,2004)

Na Figura 2.3 apresenta-se o novo modelo de contratação de energia.

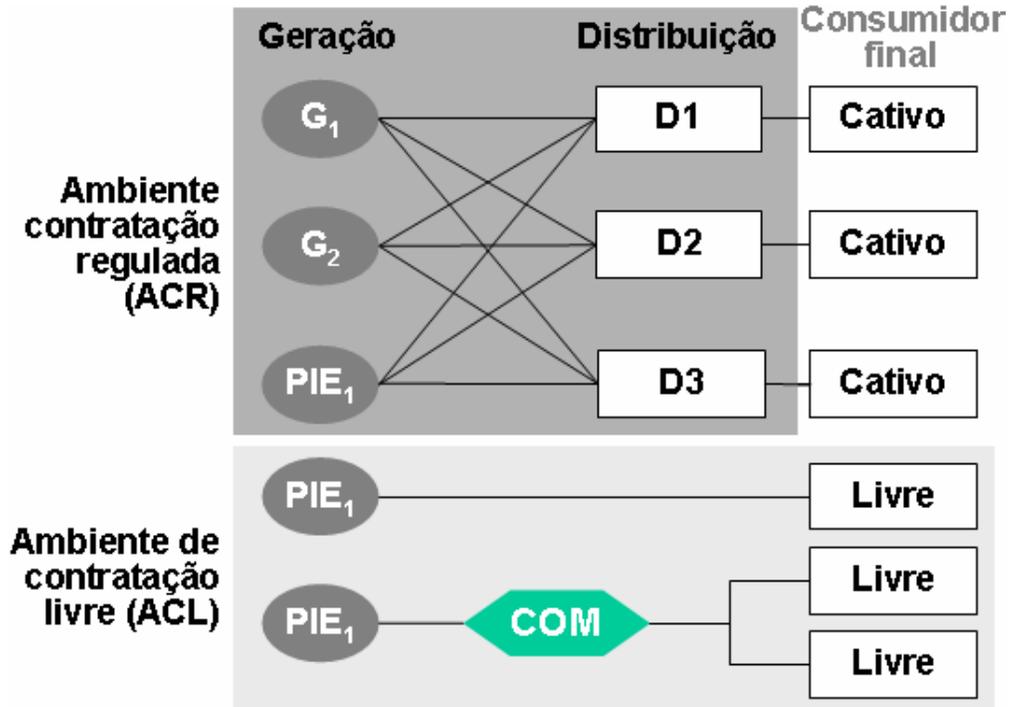


Figura 2.3 Representação do novo modelo de contratação de energia.
Fonte: (Própria).

Com a regulamentação do novo modelo a aquisição de energia elétrica passou a ser negociada nos seguintes ambientes de contratação:

Ambiente de Contratação Regulada – ACR: segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. (Decreto 5.163, 2004).

Neste ambiente, a contratação é formalizada por meios dos Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), que são contratos bilaterais regulados, formalizados entre agentes vendedores (Geradores ou Produtores Independentes) com os compradores (Distribuidores), que são obrigados conforme Decreto nº. 5.163/2004 de participarem de leilões de compra e venda de energia elétrica. (CASTRO, 2004)

No sentido de garantir o cumprimento do nível de 103% de volume contratual nas tarifas, mantendo a modicidade tarifária, uma das bases de sustentação do novo modelo, a implantação das novas regras de comercialização de energia, regulamentou a forma de devolução de contratos entre o vendedor e comprador. Esta forma homologada

no artigo 28 do Decreto nº. 5.163/04, foi denominada de Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD).

Ambiente de Contratação Livre – ACL: segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos.

Neste ambiente destacam-se as operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo: (i) agentes concessionários de geração; (ii) permissionários e autorizados de geração; (iii) comercializadores; (iv) importadores; (v) exportadores de energia elétrica; e (vi) consumidores livres. (CASTRO, 2004)

As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais de compra e venda de energia elétrica, onde estão estabelecidos, entre outros, prazos e volumes.

De acordo com o art. 48 do Decreto nº. 5.163/2004, os consumidores cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia de fontes solar, eólica, biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30 MW, serão incluídos no ACL, da mesma forma que os consumidores livres.

2.3.1 Arcabouço regulatório

O modelo do setor de energia elétrica no Brasil foi instituído pela Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004 e regulamentado pelo Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004, no que se refere à comercialização de energia elétrica. O artigo 2º da Lei 10.848, de 2004, estabelece que as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional, deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada.

O Decreto nº. 5.163, de 2004, detalhou a regra atual definindo que os agentes de distribuição devem garantir, desde 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência, por intermédio de contratos registrados na

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Nos termos do Decreto nº. 5.163/04, a CCEE deve aferir mensalmente o cumprimento da determinação quanto à contratação para cem por cento do mercado, observando o consumo medido e os montantes contratados dos últimos doze meses. No caso de descumprimento desta determinação, os agentes ficarão sujeitos à aplicação de penalidades, conforme previsto na Convenção de Comercialização. (Decreto 5.163,2004)

As regras de comercialização contemplam o mecanismo de aferição que dispõe o Decreto, bem como a aplicação de penalidades, as quais são calculadas em base anual e em função dos valores de mercado e contratos verificados no ano civil anterior. Dentre as regras de comercialização de energia elétrica inclui-se o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD que permite a transferência, entre agentes de distribuição, de contratos de energia adquiridos nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes. (CCEE, 2007)

Este mecanismo poderá ser acionado também na modalidade *ex-post*, alterando os montantes contratados nos doze meses do ano civil anterior. O art. 38 do Decreto nº 5.163/2004 estabeleceu que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

Na situação de insuficiência de contratos para atendimento à totalidade da carga, considerado na regulamentação como Leilão Vazio, o agente de distribuição adquire energia no mercado de curto prazo, de forma compulsória, contabilizada ao Preço de Liquidação de Diferenças, conforme as regras de comercialização da CCEE. Para tal situação o art. 42 do Decreto nº. 5.163/04 prevê que o repasse às tarifas dar-se-á pelo menor valor entre o PLD e o Valor de Referência (VR), penalizando assim, os agentes pela falta de oferta no ambiente, onde a demanda supera a possibilidade de suprimento no parque de geração do Brasil.

O Valor de Referência publicado pela ANEEL representa o preço que resulta dos montantes contratados pelo conjunto dos distribuidores nas licitações A-5 e A-3 vigentes no ano de efetivação do consumo. Destaca-se que os preços dos volumes de energia adquiridos nos leilões terão repasse integral à tarifa (CORREIA, 2005).

O VR é calculado a partir da seguinte fórmula:

$$VR = \frac{[VL5 \cdot Q5 + VL3 \cdot Q3]}{[Q5 + Q3]}$$

na qual:

VL5 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A-5”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas;

Q5 é a quantidade total de energia, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A - 5”;

VL3 é o valor médio de aquisição nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração realizados no ano “A-3”, ponderado pelas respectivas quantidades adquiridas; e

Q3 é a quantidade total de energia, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano “A-3”.

2.3.2 Modelos de contratos de energia elétrica

Em função das novas regras, as distribuidoras são obrigadas a realizar previsões de carga com cinco anos de antecedência e firmar contratos com base nestas previsões. Posteriormente, deverão comprovar lastro contratual para cem por cento da carga verificada, tendo que administrar riscos como: multa por subcontratação, exceder limite de quantidade para sobre contratação de 3% da demanda, exceder limite de preço no leilão de ajuste; tarifa de referência para energia nova calculada pela média dos preços de contrato para todas as distribuidoras.

As empresas distribuidoras deverão procurar gerir seus riscos, no tocante contratação de energia uma vez que o limite de repasse às tarifas está vinculado aos montantes adquiridos nos diversos leilões de energia.

Na Figura 2.4 pode-se verificar as diversas formas de aquisição de energia, onde os agentes poderão mitigar seus riscos.

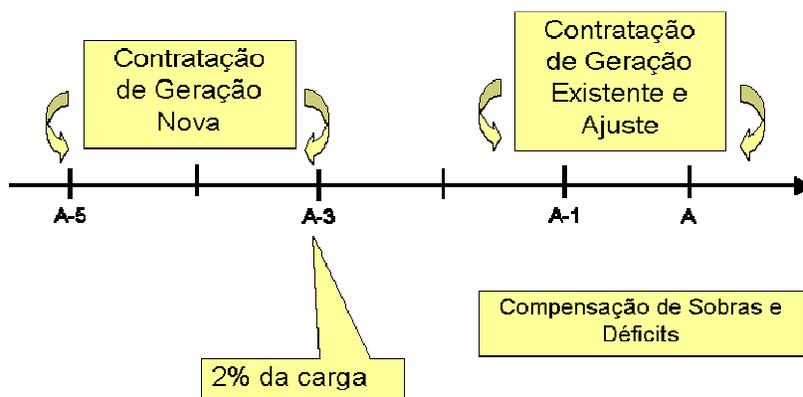


Figura 2.4 Representação da linha do tempo de aquisição de energia.
Fonte: (OLIVEIRA, 2003).

No novo modelo, o grande desafio para as distribuidoras é quantificar seu mercado futuro e planejar a aquisição de energia de maneira a garantir o suprimento deste sem incorrer em penalidades ou o não repasse às tarifas dos custos de aquisição da energia. Essa aquisição de energia pode ser realizada da seguinte forma: (i) no quinto ano anterior ao suprimento - chamado ano “A – 5”, é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de Geração; (ii) no terceiro ano anterior ao suprimento - chamado “A – 3”, é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração; (iii) no ano anterior ao suprimento – chamado “A – 1”, é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes, e (iv) no Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – chamado MCSD, realizado mensalmente.

Os atuais contratos, oriundos da negociação de compra e venda de energia elétrica, seja no ACR ou no ACL se classificam nas modalidades a seguir: (Decreto nº. 5.163,2004)

a) Contratos bilaterais (CB)

Os Contratos Bilaterais são contratos de livre negociação entre os agentes, firmados antes da Lei n.º 10.848/2004. As contratações de energia de Geração

Distribuída² por meio de chamada pública, realizadas após a Lei n.º 10.848/2004, também são classificadas como Contratos Bilaterais, assim como aquelas oriundas das licitações realizadas pelas próprias concessionárias com mercado menor que 500 GWh/ano. A Resolução Normativa n.º 167, de 10 de outubro de 2005, estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída. Os montantes de energia desses contratos são registrados na CCEE pelo agente vendedor e validados pelo agente comprador.

b) Contratos de leilões (CL)

Os Contratos de Leilões são contratos de compra e venda de energia anteriores ao Decreto n.º 5.163/2004, decorrentes de leilão público de montantes de energia, realizados no âmbito do antigo Mercado Atacadista de Energia – MAE, hoje Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

c) Contratos de ITAIPU (IT)

Os Contratos de ITAIPU referem-se à energia comercializada por Itaipu Binacional com as concessionárias de distribuição de energia elétrica adquirentes das quotas-partes da produção disponibilizada para o Brasil, conforme o disposto na Resolução Normativa n.º 218, de 11 de abril de 2006. A ELETROBRÁS é o agente comercializador dos contratos de Itaipu, para fins de registro na CCEE.

d) Contratos CCEAR

Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR são contratos de comercialização de energia no ambiente regulado, decorrentes de leilões definidos com base no Decreto n.º 5.163/2004, celebrados entre agentes vendedores – Geradores com os compradores – Distribuidores, que participam de leilões de compra e venda de energia elétrica.

² Em conformidade ao Decreto n.º 5.163, de 2004, será considerada geração distribuída toda energia originada de agentes concessionários, permissionários ou autorizados que estejam conectados à rede da distribuidora, exceto: (i) usina hidrelétrica com capacidade instalada superior a 30 MW; e (ii) usina termelétrica, inclusive de cogeração, cuja eficiência energética seja inferior a 75%.

2.3.3 Ambiente de contratação regulada

A contratação no Ambiente Regulado é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR, celebrados entre agentes vendedores com os compradores, que participam de leilões de compra e venda de energia elétrica.

Na Figura 2.5 pode-se verificar as possibilidades de negociações no ambiente regulado.

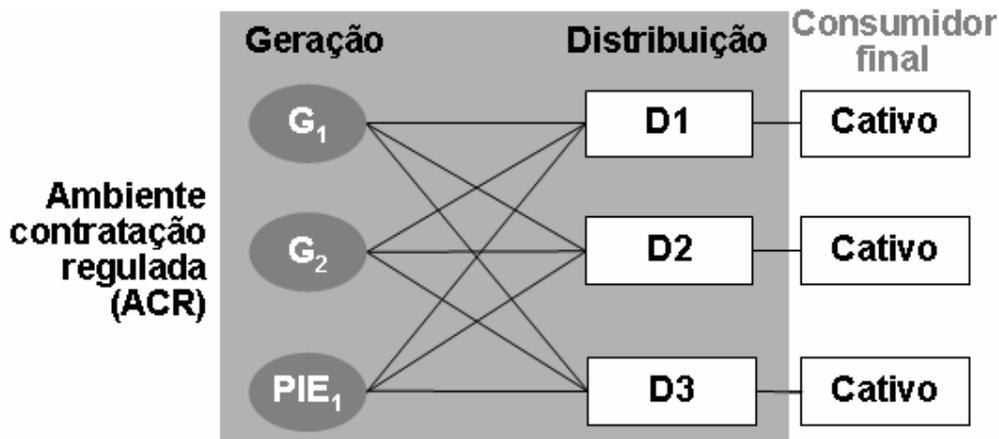


Figura 2.5 Modelo Atual – Ambiente contratação regulada.
Fonte: (Própria).

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ambiente de contratação regulada – ACR, de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº. 5.163/2004 e pelo artigo 2º da Lei nº. 10.848/2004, sendo essa energia adquirida por intermédio dos leilões de energia.

A regulamentação das licitações para contratação regulada de energia elétrica, bem como a elaboração dos editais e a realização dos leilões são de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que conta com o apoio na coordenação dos leilões da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica, conforme determinado no parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº. 10.848/2004.

No ambiente regulado, observa-se que as distribuidoras não podem escolher o tipo da energia que irão adquirir, seja ela hidráulica, térmica, eólica ou movida por combustíveis diferentes – gás natural, carvão mineral, biomassa ou nuclear. As distribuidoras apenas apresentam sua declaração de necessidade ao Ministério de Minas e Energia – MME, conforme determinado em Portaria específica para cada Leilão de Energia.

2.3.4 Ambiente de contratação livre

O Ambiente Livre de Contratação de energia tem como característica básica a livre negociação de preços, onde participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica e consumidores livres, que atuam a partir de negociação de contratos de compra e venda de energia, cujas concessões destinadas à auto-produção ou venda no ACL terão eventuais *upsides* revertidos para a modicidade tarifária do ACR, ou seja, o preço livremente negociado pelo PIE no ACL renderá ganhos financeiros que devem proporcionar a realização de leilão no ACR com tarifas em níveis moderados.

Nesse ambiente há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de contratos bilaterais.

Na Figura 2.6, apresenta-se o modelo do ambiente livre.

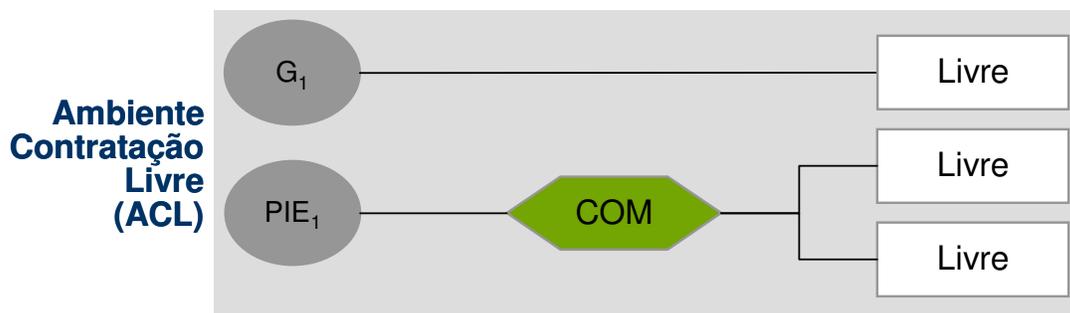


Figura 2.6 - Modelo Atual – Ambiente contratação livre.
Fonte: (Própria).

2.4 Procedimentos de comercialização no ambiente regulado

2.4.1 Tipos de procedimentos

Os agentes de distribuição devem comercializar energia exclusivamente no ACR. O art. 2º da Lei nº. 10.848/04 determina que as empresas de distribuição de energia elétrica deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada. A compra nesse ambiente é efetivada por meio de leilões, promovidos pela ANEEL ou pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Com o intuito de complementar a energia necessária ao atendimento do mercado, foram criados os Procedimentos de Comercialização (PdCs) que são um conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE e estão definidos conforme a estrutura da Cadeia de Valor da CCEE.

Os Procedimentos de Comercialização poderão ser atualizados em consonância com a legislação vigente, por iniciativa da ANEEL, por sugestão do Conselho de Administração da CCEE, pela Superintendência da CCEE, em caso de identificação de melhorias nos processos ou por solicitação de qualquer agente da CCEE.

Os Procedimentos de Comercialização apresentam-se como um documento único e possuem início de vigência, como o respectivo Ato Regulatório da ANEEL que o aprovou. Seguem os principais procedimentos especificados por área. (CCEE, 2007)

a) AG - Registro de agentes:

PdC AG.01 - Adesão à CCEE

PdC AG.02 - Manutenção de Cadastro de Agentes da CCEE e Usuários do SCL;

PdC AG.03 - Desligamento da CCEE

b) PE - Definição do preço de liquidação das diferenças

PdC PE.01 - Estabelecer Preços de Liquidação de Diferenças (PLD)

c) CO - Registro de contratos

PdC CO.01 - Contratos Bilaterais

PdC CO.02 - Sazonalização de Contrato Inicial e de Energia Assegurada

PdC CO.03 - Modulação de Contrato Inicial

PdC CO.05 - Sazonalização de Contrato de Leilão de Venda

PdC CO.06 - Modulação de Contrato de Leilão de Venda

PdC CO.07 - Revisão da Sazonalização de Energia Assegurada

PdC CO.11 - Sazonalização de CCEAR

PdC CO.12 - Tratamento da Energia do PROINFA na CCEE

d) ME - Registro de dados de medição

PdC ME.01 - Enviar Dados de Medição

PdC ME.02 - Manutenção do Cadastro do Sistema Elétrico

PdC ME.03 - Modelagem de Contratos Decorrentes do Leilão de Excedentes de Energia Elétrica

e) CZ - Processamento de contabilização

PdC CZ.01 - Cronograma Geral de Contabilização

PdC CZ.02 - Recontabilização e Ajustes na Contabilização e Liquidação

f) DR - Divulgação de resultados

PdC DR.01 - Divulgação de Resultados

g) LF - Liquidação Financeira

PdC LF.01 - Liquidação Financeira

h) AM - Acompanhamento do mercado

PdC AM.01 - Entrada de Dados por Contingência

PdC AM.02 - Atendimento ao Agente da CCEE

PdC AM.03 - Solução de Conflitos

PdC AM.04 - Administrar Votos e Contribuição Associativa

PdC AM.09 - Solicitação de Recontabilização

PdC AM.10 - Aferição e Aplicação de Penalidades - Cobertura de Consumo, Lastro para Venda de Energia Elétrica e Potência - Versão 2

PdC AM.11 - Divulgação das Informações de Autoprodução e Produção

PdC AM.12 - Representação na CCEE de Agentes com Participação Facultativa

i) AC - Administração de contratos

PdC AC.01 - Celebração de CCEAR de Leilão de Compra de Energia Elétrica proveniente de empreendimentos existentes.

2.4.2 Penalidade de contratação

A aplicação de penalidades técnicas, instituídas no âmbito da CCEE e aprovadas pela ANEEL, têm o objetivo de garantir o cumprimento dos limites de contratação e do lastro de venda de potência e energia elétrica, definidos nas Regras de Comercialização.

A verificação dos limites de contratação e de lastro de venda de energia já estava prevista na Resolução ANEEL nº. 249/1998, mas somente após a publicação das Resoluções ANEEL nº. 91/2003 e nº. 352/2003, foi estabelecida a sistemática de apuração e aplicação de penalidades.

A Resolução ANEEL nº. 91/2003 estabeleceu as condições para implementação do limite de contratação de energia elétrica para os agentes, determinando que pelo menos 95% do montante de energia comercializado com a finalidade de atender a consumidores finais deveriam ter garantia física de energia produzida por usinas próprias ou garantia por contratos de compra de energia com prazo de duração igual ou superior a 6 meses. Caso o agente representasse Consumidores Livres na CCEE, a cobertura de 95% previa a compra de contratos de energia de qualquer duração.

A Resolução ANEEL nº. 352/2003 estabeleceu as condições para implementação da sistemática de verificação do lastro de contratos de venda de energia elétrica. Segundo essa Resolução, os contratos de venda deveriam ser lastreados em 100% por garantia física de usinas próprias e/ou por contratos de compra de energia, descontada a respectiva carga verificada em todos os submercados.

A sistemática de apuração e aplicação de penalidades determinadas pelas Resoluções ANEEL nº. 91/2003 e nº. 352/2003 esteve vigente durante o período de setembro de 2003 a dezembro de 2004. Nesse período, o montante total de penalidades aplicadas foi utilizado para reduzir o montante total de Encargos de Serviços do Sistema pagos pelos Agentes proprietários de pontos de consumo na CCEE.

A metodologia de apuração dos limites de contratação desde janeiro de 2005 alterada com Decreto nº. 5.163/2004, passando assim a determinar que 100% do consumo dos agentes de Distribuição e dos Consumidores Livres esteja coberto em termos de energia e potência por intermédio de geração própria e contratos de compra de energia.

O Decreto nº. 5.163/2004 estabelece que os agentes vendedores devem garantir lastro para a venda de energia e potência de 100% de seus contratos a serem firmados com os agentes compradores. A apuração das penalidades definida pela Resolução Normativa ANEEL nº. 109/2004 deve ser realizada com base em um horizonte de 12 meses e as receitas resultantes da sua aplicação são revertidas à modicidade tarifária para o consumidor final do Ambiente Regulado. (CORREIA, 2005)

Para atender seu lastro de compra, os agentes distribuidores devem adquirir energia para suprir o mercado cativo mais perdas distribuição, que é a sua energia requerida. Adicionado das perdas da rede básica com cobertura de 100% de contratos no ambiente regulado. Na Figura 2.7 mostra-se o lastro de compra que os agentes de distribuição devem ter no ACL.



Figura 2.7 Modelo Atual – Nível de contratação.
 Fonte: (Própria).

O processo de apuração da penalidade é coordenado pela CCEE e quando os limites de contratação e lastro definidos nas regras não são cumpridos, os agentes são notificados e sujeitos à aplicação de penalidade financeira. Neste caso, os agentes, em conformidade ao Procedimento de Comercialização, podem apresentar contestação, a qual é objeto de análise pelo Conselho de Administração da CCEE, que delibera pela aplicação ou cancelamento da penalidade (Regras de Comercialização, 2004).

As condições de cálculo de penalidades para cada categoria e respectivas classes de agentes da CCEE são feitas de forma distinta, como se descreve a seguir:

a) Agente de geração

Os Agentes de Geração podem vender a energia produzida através de contratos celebrados no ACR ou no ACL.

Os Geradores de Serviço Público e os Produtores Independentes de Energia devem apresentar lastro, proveniente de geração própria e contratos de compra, para atendimento a 100% do montante de seus contratos de venda.

Os Autoprodutores geram energia para seu uso exclusivo e podem, mediante autorização da ANEEL, vender o excedente de geração por meio de contratos.

Em ambos os casos, a verificação do lastro é realizada mensalmente, com base nos dados de geração e contratos de venda dos últimos 12 meses. A não comprovação de lastro sujeita o agente ao pagamento de penalidades.

b) Agente de Distribuição

Os Agentes de Distribuição devem adquirir energia para suprimento de seu mercado consumidor, por meio de contratos celebrados no Ambiente de Contratação Regulada, advindos de leilões de energia específicos. Nesse caso, devem apresentar cobertura, proveniente de contratos de compra, para atendimento de 100% de seu consumo verificado de energia.

A verificação da cobertura contratual é realizada na contabilização do mês de janeiro de cada ano, com base nos dados de consumo e contratos de compra do ano anterior. A não comprovação de cobertura do consumo sujeita o agente ao pagamento de penalidades.

c) Agente de Comercialização

Os Agentes Comercializadores podem comprar e vender energia por meio de contratos celebrados no ACL ou ACR caso venha a ter contratos de venda aos agentes de distribuição.

Os agentes comercializadores podem representar na CCEE usinas pertencentes a produtores independentes e autoprodutores que não tenham participação obrigatória na CCEE, conforme definições da Convenção de Comercialização.

Devem apresentar lastro, proveniente de geração própria ou contratos de compra, para atendimento a 100% do montante de seus contratos de venda de energia.

A verificação do lastro é realizada mensalmente, com base nos dados de geração e contratos de compra e de venda dos últimos 12 meses. A não comprovação de lastro sujeita o agente ao pagamento de penalidades.

d) Consumidores livres

Os Consumidores Livres devem apresentar cobertura, proveniente de contratos de compra, para atendimento a 100% de seu consumo verificado de energia.

Essa verificação é realizada mensalmente, com base nos dados de consumo verificado e contratos de compra dos últimos 12 meses. A não comprovação de cobertura do consumo sujeita o agente ao pagamento de penalidades.

e) Importadores e exportadores

Os Agentes de Importação podem vender a energia produzida através de contratos celebrados no ACR ou no ACL, devendo apresentar lastro, proveniente de geração própria ou contratos de compra, para atendimento a 100% do montante de seus contratos de venda.

Essa verificação do lastro é realizada mensalmente, com base nos dados de geração e contratos de compra e de venda dos últimos 12 meses. A não comprovação de lastro sujeita o agente ao pagamento de penalidades.

Excluem-se da necessidade de comprovação de lastro os casos em que a importação de energia tenha características emergencial, temporária e interruptível.

Os contratos de exportação de energia estão isentos da necessidade de comprovação de lastro para venda de energia.

2.4.3 Contabilização

A Contabilização é o processamento mensal dos dados de contratos, medição, preço e demais informações necessárias para cálculo do resultado final de cada Agente de Comercialização no âmbito da CCEE, com base nas Regras de Comercialização, que apura as exposições no mercado de curto prazo, recebimento/pagamento de encargos, exposições financeiras, Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados.

No modelo atual do setor elétrico as previsões de energia e demanda deverão estar bem ajustadas com as necessidades das empresas, uma vez que as relações comerciais entre agentes participantes da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica são registradas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, sendo que a contabilização financeira destes contratos é realizada diretamente entre as partes contratantes, já que os contratos são livremente negociados entre as partes. Isto permite à CCEE contabilizar as diferenças entre o que foi produzido pela geração ou consumido pela carga e o que foi contratado. As diferenças positivas ou negativas são liquidadas ao Preço de Liquidação de Diferença – PLD, determinado atualmente para cada patamar de carga e para cada submercado.

Na contabilização a energia verificada dos agentes de distribuição será comparada com os seus contratos, caso seja insuficiente deve-se adquirir no mercado *spot*, onde as diferenças dos valores contratos e verificados são valorados a PLD.

A Figura 2.8 mostra-se o processo de contabilização.

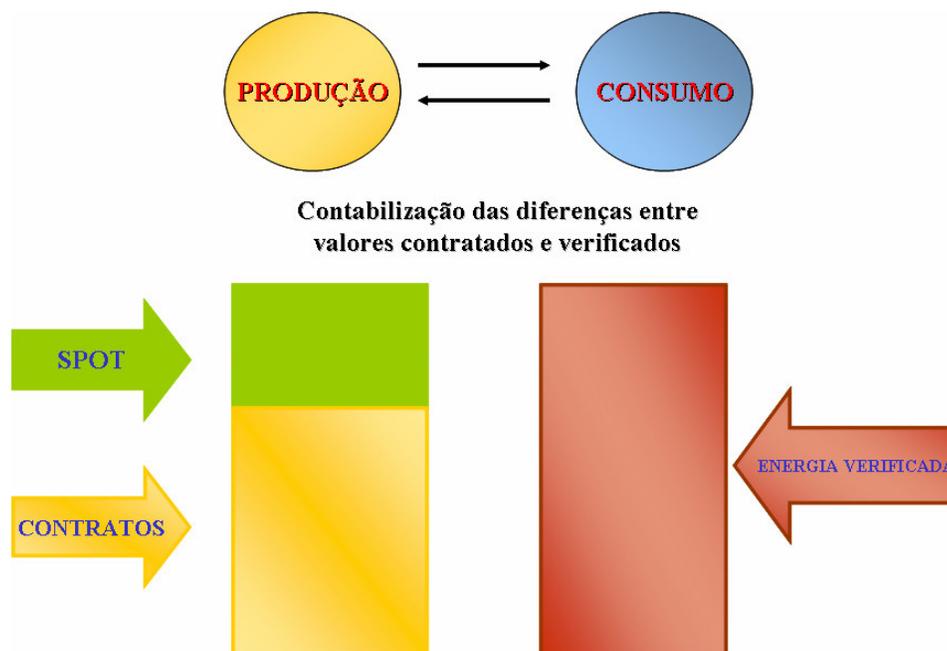


Figura 2.8 Processo de Contabilização.
Fonte: (Própria).

As principais características da liquidação são:

a) Mercado spot valorado ao preço de liquidação de diferença – PLD

Para um Agente Distribuidor apura-se a diferença entre o montante contratado e o seu consumo, para um Agente Gerador apura-se a diferença entre o montante total contratado e a geração total, essas diferenças são valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças que irão compor os pagamentos ou recebimentos do Agente no âmbito da CCEE.

b) Pagamentos de encargos pelo despacho de geradores térmicos:

O Agente Gerador que cumpre a uma solicitação de despacho do ONS para atender uma restrição de operação, sendo essa geração em relação ao programado, pode acarretar em duas situações: (i) recebimento de encargos por *Constrained-off* quando a usina térmica foi programada por ordem de mérito e foi solicitada a diminuir sua geração para atender a uma restrição de transmissão pelo ONS. A diferença entre a programação e sua efetiva geração é valorada pela diferença do PLD e o preço de despacho (INC). (ii) recebimento de encargos por *Constrained-on* quando a usina térmica não foi programada por ordem de mérito, mas teve que gerar para atendimento a restrição de operação. A diferença entre a sua efetiva geração e a programação é valorada pela diferença do preço de despacho - INC e o preço de liquidação de diferença - PLD.

c) A precificação por submercado gerando excedente financeiro nos contratos.

Analogamente as Exposições Financeiras de contratos ou de MRE – Mecanismo de Realocação de Energia entre Geradores, também são derivadas da diferença de preços entre os submercados, podendo ser classificados em seis tipos de Exposições Financeiras, (i) Realocações de Energias Asseguradas por meio do MRE; (ii) Contratos de Itaipu de cotistas do Submercado Sul; (iii) Contratos de Autoprodução; (iv) Contratos PROINFA; (v) Contratos de Direitos Especiais; e (vi) Contratos CCEAR.

d) Compensação de Energia entre Geradores

Tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do Sistema Hidrotérmico pelo ONS. Seu objetivo é assegurar que todas as usinas participantes do Mecanismo de Realocação

de Energia MRE recebam seus níveis de Energia Assegurada independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Energia Assegurada do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de suas Energias Asseguradas para aqueles que geraram abaixo.

2.4.4 Preço

O Preço de Liquidação das Diferenças – PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de Curto Prazo.

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional.

Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

A máxima utilização da energia hidrelétrica disponível em cada período é a premissa mais econômica, do ponto de vista imediato, pois minimiza os custos de combustível. No entanto, essa premissa resulta em maiores riscos de déficits futuros. Por sua vez, a máxima confiabilidade de fornecimento é obtida conservando o nível dos reservatórios o mais elevado possível, o que significa utilizar mais geração térmica e, portanto, aumento dos custos de operação.

Com base nas condições hidrológicas, na demanda de energia, nos preços de combustível, no custo de déficit, na entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão, o modelo de precificação obtém o despacho ótimo para o período em estudo, definindo a geração hidráulica e a geração térmica para cada submercado. Como resultados desse processo são obtidos os Custos Marginais de Operação – CMO para o período estudado, para cada patamar de carga e para cada submercado.

O PLD é um valor determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no Custo Marginal de Operação, limitado por um preço máximo e mínimo vigentes para cada período de apuração e para cada submercado. Os intervalos de duração de cada patamar são determinados para cada mês de apuração pelo ONS e informados à CCEE, para que sejam considerados no Sistema de Contabilização e Liquidação (SCL). (Decreto 5.163, 2004).

Na CCEE são utilizados os mesmos modelos adotados pelo ONS para determinação da programação e despacho de geração do sistema, com as adaptações necessárias para refletir as condições de formação de preços na CCEE. No cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado e as usinas em testes, de forma que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo e que, conseqüentemente, o preço seja único dentro de cada uma dessas regiões. No cálculo do preço são consideradas apenas as restrições de transmissão de energia entre os submercados, ou seja, os limites de intercâmbios.

O cálculo do preço baseia-se no despacho *ex-ante*, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado. O processo completo de cálculo do PLD - Preço de Liquidação das Diferenças consiste na utilização dos modelos computacionais NEWAVE e DECOMP, os quais produzem como resultado o Custo Marginal de Operação de cada submercado, respectivamente em base mensal e semanal por patamar.

O Patamar de Carga é a classificação das horas do mês, de acordo com o perfil de carga definido pelo ONS podendo ser: (i) leve com horários de baixo consumo, (ii) médio com horários de consumo médio e, (iii) pesado que são horários em que se verificam picos de consumo.

Na Figura 2.9 apresenta-se o patamar de carga de valorização do PLD.

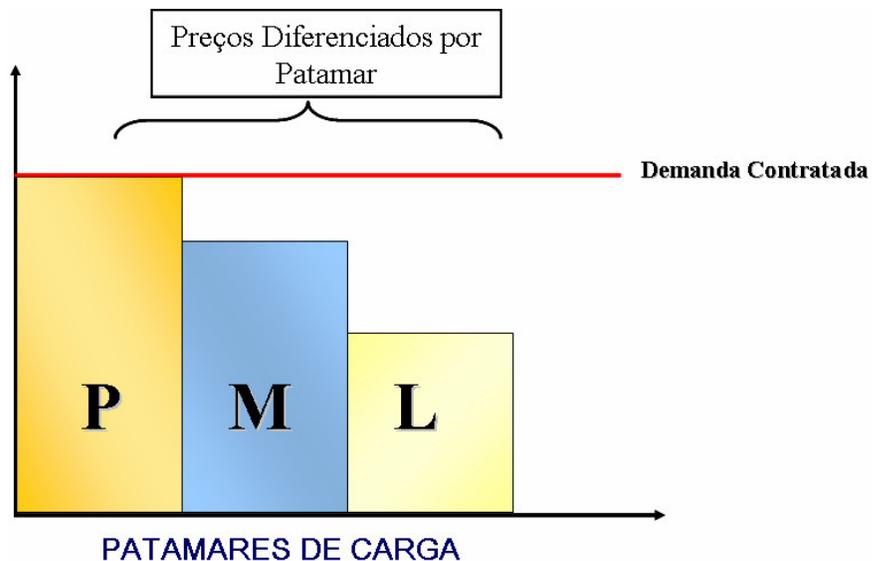


Figura 2.9. Preço diferenciado por patamar.
 Fonte: (CCEE).

Na Tabela 2.1 pode-se verificar a evolução dos Preços de Liquidação de diferenças por submercado, denotando assim a formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo que está relacionada com a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional, obtendo a previsão do despacho de geração ótimo com base nos fatores de condições hidrológicas, demanda de energia, preços de combustível, custo de déficit, a entrada de novos projetos e na disponibilidade de equipamentos de geração e transmissão. Estes valores devido à situação hidrológica dos reservatórios apresentam valores superiores no segundo semestre quando atinge nível muito baixo, necessitando despachar térmicas de preços elevados.

Tabela 2.1
Evolução dos preços liquidação de diferenças em R\$/MWh por submercado.
Fonte: (CCEE).

Mês	Submercado			
	SE/CO	S	NE	N
dez/07	204,93	204,93	204,93	204,93
nov/07	185,11	185,11	185,11	185,11
out/07	198,13	198,13	197,45	198,13
set/07	149,53	149,8	149,11	149,53
ago/07	39,27	36,13	45,81	44,36
jul/07	122,59	122,19	118,94	122,87
jun/07	97,15	59,42	97,19	97,35
mai/07	59,96	23,48	53,37	53,37
abr/07	49,36	49,05	28,07	24,25
mar/07	17,59	17,59	17,59	17,59
fev/07	17,59	17,59	17,59	17,59
jan/07	22,62	26,28	17,59	17,59
dez/06	58,75	59,18	17,58	45,23
nov/06	80,82	80,82	24,4	80,82
out/06	92,42	92,42	46,25	92,42
set/06	123,88	123,88	68,56	123,88
ago/06	104,98	105,19	51,94	104,98
jul/06	90,9	91,44	30,61	90,9
jun/06	67,89	70,01	23,44	44,84
mai/06	51,91	52,51	19,79	16,97
abr/06	20,87	21,06	16,92	16,92
mar/06	28,56	42,67	36,1	18,94
fev/06	58,02	63,63	37,62	29,2
jan/06	28,64	28,78	19,14	19,14
dez/05	19,2	19,19	18,4	19,2
nov/05	35,73	24,17	19,79	35,73
out/05	43,12	18,83	18,86	43,12
set/05	31,94	29,42	18,4	31,94
ago/05	34,51	34,51	18,5	34,51
jul/05	31,74	31,56	18,33	31,74
jun/05	26,45	24,07	18,33	25,42
mai/05	43,96	79,35	18,33	20,28
abr/05	24,88	83,97	18,33	18,87
mar/05	18,33	26,78	18,33	18,33
fev/05	18,33	18,99	18,33	18,33
jan/05	18,33	18,33	18,33	18,33
dez/04	18,59	18,59	18,59	18,59
nov/04	18,59	18,59	18,59	18,59
out/04	18,75	18,75	18,59	18,75
set/04	18,59	18,59	18,59	18,59
ago/04	18,59	18,59	18,59	18,59
jul/04	18,59	18,59	18,59	18,59
jun/04	18,59	18,59	18,59	18,59
mai/04	18,59	18,59	18,59	18,59
abr/04	18,59	18,59	18,59	18,59
mar/04	18,59	18,59	18,59	18,59
fev/04	18,59	18,59	18,59	18,59
jan/04	23,68	23,68	294,09	21,48
dez/03	20,18	20,18	49,41	19,93
nov/03	28,03	29,85	24,7	27,91
out/03	25,82	26,3	19,88	25,73
set/03	18,3	20,52	15,44	18,3
ago/03	16,95	18,56	13,37	16,89
jul/03	13,13	13,92	9,87	13,1
jun/03	11,22	11,22	10,53	10,43
mai/03	7,3	7,3	6,34	6,23

2.4.5 Regras de comercialização

As Regras de Comercialização são um conjunto de equações matemáticas e fundamentos conceituais, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº. 109, de 26 de outubro de 2004, que associadas aos seus respectivos Procedimentos de Comercialização, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação.

O monitoramento do mercado é formado por um conjunto de atividades com o objetivo de identificar e analisar ações dos agentes da CCEE em desacordo com a legislação, ou condutas incompatíveis com as boas práticas comerciais, direcionando adequadamente os trabalhos de aprimoramento de mercado e propiciando clareza e transparência nas ações dos agentes no âmbito da CCEE para os organismos envolvidos e para o público em geral.

O monitoramento é relacionado no art. 32 da Convenção de Comercialização de Energia Elétrica como sendo atribuição da Superintendência da CCEE:

“Promover o monitoramento das ações desenvolvidas pelos agentes da CCEE sobre eventuais práticas consideradas em desconformidade com esta Convenção, Regras, Procedimentos de Comercialização, legislação e regulamentação aplicável, apresentando relatório mensal ao Conselho de Administração” (Convenção Comercialização, 2004).

Além disso, o art. 28 da Convenção estabelece como atribuição do Conselho de Administração da CCEE o envio à ANEEL de relatórios mensais do monitoramento do mercado.

As informações geradas pelas atividades de monitoramento são de grande importância para os participantes da CCEE e para os futuros investidores. Através destas informações, é possível conhecer o perfil de comportamento dos agentes, tornando o ambiente da CCEE confiável, transparente e, portanto, competitivo.

O monitoramento do mercado para garantir a aplicação das regras de comercialização, tem as seguintes atividades, como se transcreve:

- a) Avaliar a operacionalização do mercado, com o objetivo de detectar possíveis lacunas nas Regras, Procedimentos e Convenção de Comercialização, bem como em outras regulamentações emanadas do órgão regulador, que possam influenciar o desempenho do mercado;
- b) Identificar e monitorar o cumprimento das atribuições dos Agentes da CCEE;
- c) Monitorar as informações resultantes dos cálculos estabelecidos nas Regras de Comercialização;
- d) Fornecer suporte ao processo de Solução de Conflitos, aprofundando as análises realizadas, a fim de promover subsídios para um julgamento das instâncias competentes;
- e) Fornecer suporte à Superintendência da CCEE para atendimento ao órgão regulador no acompanhamento das operações dos Agentes;
- f) Fornecer suporte ao Conselho de Administração no processo de aplicação de penalidades técnicas;
- g) Prover acesso para o público geral sobre as operações realizadas na CCEE. (Convenção de Comercialização, 2004).

Ressalta-se que a implementação das regras visa normatizar isonomicamente para todos os agentes que participam do novo mercado de comercialização de energia, procurando adequadamente delimitar seus deveres e direitos, bem como acompanhar as ações de negociações de curto prazo dentro da regras de comercialização.

2.4.6 Exportação de energia elétrica

O sistema interligado brasileiro tem o predomínio hidrelétrico com 75% da geração oriundas de usinas hidrelétricas, com grandes reservatórios e grandes interligações no território brasileiro.

Na Figura 2.10 mostra-se as diversas interligações entre as áreas do Brasil, além dos pontos de exportação de energia para os países da América do Sul.

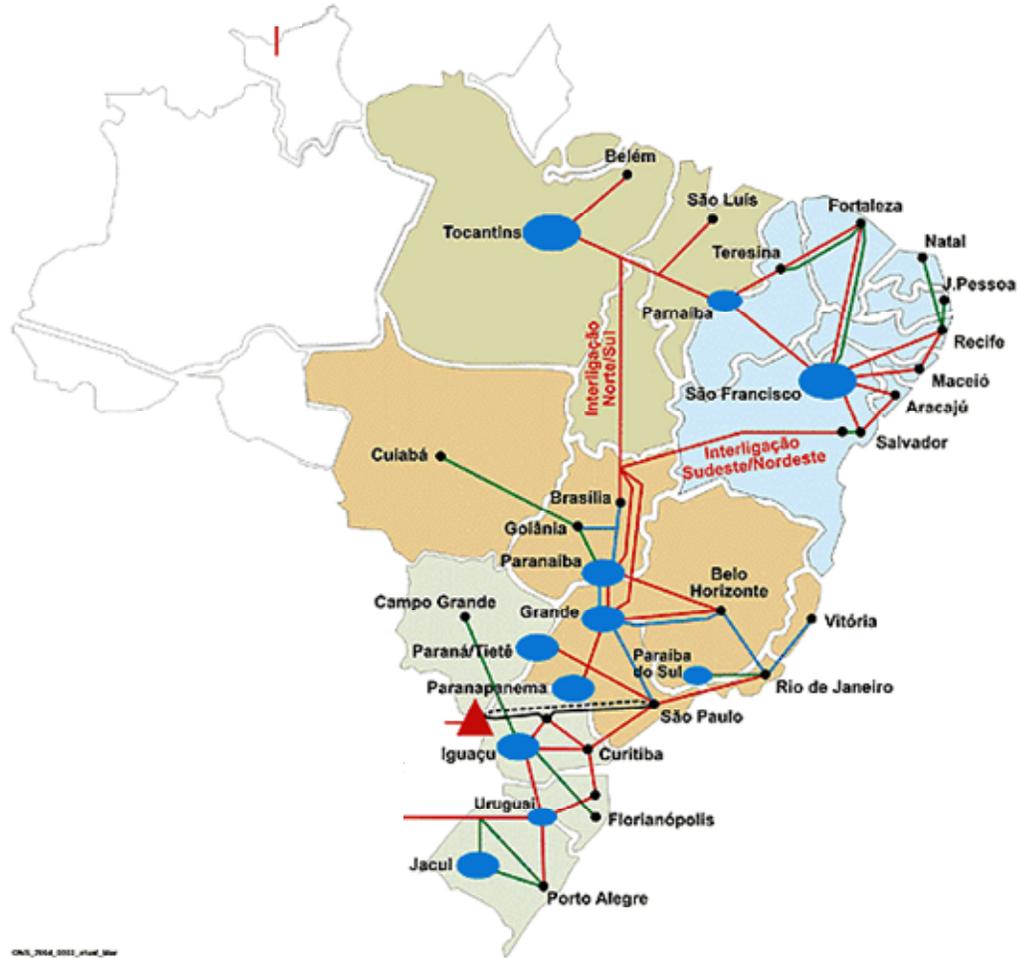


Figura 2.10: Sistema Interligado Elétrico Brasileiro.
 Fonte: (ANEEL – MME,2007).

A geração de energia não só depende das aflúncias naturais dos rios que compõem importantes bacias, mas também, da localização das cargas e dos limites físicos de transporte nas linhas de transmissão. Estes limites físicos de transporte nas linhas de transmissão e a possibilidade de negociação do volume de energia a preços atrativos, podem estimular a exportação de energia para países da América do Sul.

A República Argentina, por meio da *Compañia Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA)*, realizou o primeiro “*Concurso Público para la Recepcion de Ofertas de Energia Assegurada em Nodo Frontera*” em Abril de 2004, sendo o suprimento para o período de junho/2004 a Novembro/2004. Desde então, a

exportação de energia para Argentina e Uruguai vem sendo realizada constantemente, sempre através de licitações.

Entre os anos de 2004 e 2006 foram realizadas 6 licitações para exportação de energia para o Uruguai e 2 licitações para a Argentina, sendo as seguintes:

a) Argentina:

1ª Exportação para Argentina – via conversora de *Garabi*

Resolução ANEEL nº. 261, de 03/06/2004 - Período: Jun/04 a Ago/04

Comercializador: TRACTEBEL

Limite: 500MW

2ª Exportação para Argentina – via conversora de *Garabi*

Resolução ANEEL nº. 330, de 13/09/2004 - Período: Set/04 a Nov/04

Comercializador: CHESF

Limite: 500MW.

b) Uruguai:

1ª Exportação para Uruguai – via conversora de *Rivera*

Resolução ANEEL nº. 260, de 03/06/2004 - Período: Jun/04 a Nov/04

Comercializador : ENERTRADE

Limite: 72MW

2ª Exportação para Uruguai – via conversora de *Rivera*

Resolução ANEEL nº. 008, de 10/01/2005 - Período: Jan/05 a Dez/05

Comercializador : ENERTRADE

Limite: 72MW

3ª Exportação para Uruguai – via conversora de *Garabi*

Resolução ANEEL nº. 26, de 24/01/2005 - Período: Jan/05 a Abr/05

Comercializador : TRACTEBEL

Limite: 500MW

4ª Exportação para Uruguai – via conversora de *Rivera*

Resolução ANEEL nº. 379, de 19/12/2005 - Período: Jan/06 a Dez/06

Comercializador : TRADENER

Limite: 72MW

5ª Exportação para Uruguai – via conversora de *Garabi*

Resolução ANEEL nº. 481, de 13/03/2006 - Período: Mar/06

Comercializador : TRADENER

Limite: 700MW

6ª Exportação para Uruguai – via conversora de *Garabi*

Resolução ANEEL (ainda não publicada) - Período: Set/06 a Dez/06

Comercializador : TRADENER

Limite: 700MW

Cabe ressaltar que, a Exportação de Energia representa o avanço da interconexão energética da América do Sul, onde o Brasil com seu parque gerador predominante hidráulico e os reservatórios do submercado sul em níveis altos, proporciona a transferência de energia, onde desde abril de 2004 fez-se necessária a exportação de energia do Brasil para Argentina e Uruguai com a finalidade de suprir as necessidades desses países.

Capítulo 3

ANÁLISE DO RISCO DE CONTRATAÇÃO NO AMBIENTE REGULADO

3.1 Introdução

No novo modelo do setor elétrico, as distribuidoras possuem a obrigação de adquirir 100% de sua necessidade de seu mercado cativo, procurando evitar em incorrer em penalidades ou o não repasse às tarifas dos custos de aquisição da energia. Neste caso o problema consiste em estabelecer uma estratégia de contratação de energia, otimizando os riscos das distribuidoras.

Em função das novas regras, as distribuidoras são obrigadas a realizar previsões de carga com cinco anos de antecedência e firmar contratos com base nestas previsões, Todas essas mudanças estimulam e desafiam as empresas do setor elétrico brasileiro, principalmente, quanto à eficiência no uso dos recursos diante dessa nova realidade setorial e objetivando aproximar à atual sistemática de previsão de compra de energia.

Segundo Pedrosa (2005), o novo modelo procurou reordenar o processo dando capacidade de planejamento ao setor elétrico, a clareza das regras e estabilidade necessária ao processo regulatório.

Neste capítulo é apresentada a proposta de estratégia de contratação de energia no ambiente regulado, bem como se descreve as diversas maneiras de aquisição de energia e seus riscos de repasse dos custos para as tarifas de fornecimento de seus clientes finais, que são o objetivo da obrigação regulatória de atendimento em sua totalidade, 100% contratado.

3.2 Leilões de energia elétrica

A implementação do novo modelo do setor elétrico regulamentou pelo artigo 11 do Decreto nº. 5.163/2004 e pelo artigo 2º da Lei nº. 10.848/2004, que as concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deveriam ter a totalidade de seu mercado contratado de energia em transações a serem realizados no Ambiente de Contratação Regulada. (VELLOSO, 2006)

Neste sentido todos os agentes estão obrigados a adquirirem energia elétrica para atendimento da totalidade de seus mercados mediante contratação regulada, por meio de leilões realizados no Ambiente de Contratação Regulada – ACR, conforme previsto nos artigos 2º, II, e 11, caput, do Decreto nº. 5.163/2004, abaixo transcritos:

“Art. 2º Na comercialização de energia elétrica de que trata este Decreto deverão ser obedecidas, dentre outras, as seguintes condições:

.....*omissis*.....
II – os agentes de distribuição deverão garantir, a partir de 1º de janeiro de 2005, o atendimento a cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de geração própria ou de contratos registrados na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e, quando for o caso, aprovados, homologados ou registrados pela ANEEL; e” (Grifou-se)

“Art. 11 Para atendimento à obrigação prevista no inciso II do art. 2º, cada agente de distribuição do SIN deverá adquirir, por meio de leilões realizados no ACR, energia proveniente de:

I – empreendimentos de geração existentes; e
II - novos empreendimentos de geração.” (Grifou-se)

A regulamentação das licitações para contratação regulada de energia elétrica, bem como a elaboração dos editais e a realização dos leilões são de responsabilidade da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, que conta com o apoio na coordenação dos leilões da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, conforme determinado no parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº. 10.848/2004.

A aquisição de energia elétrica proveniente do leilão por uma distribuidora não prejudica a possibilidade de outro agente de distribuição adquirir energia elétrica proveniente desse mesmo leilão, na medida em que, de acordo com o disposto no artigo 27 do Decreto nº. 5.163/2004, o Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR deverá ser celebrado entre cada agente vendedor e todos

os agentes de distribuição compradores. E tanto não acontece disputa entre as distribuidoras para adquirir energia elétrica proveniente do leilão, que não há, por parte de tais agentes, sequer a possibilidade da realização de lances ou de qualquer interferência na seleção dos vendedores de energia elétrica. Da mesma forma, não existe qualquer ingerência das distribuidoras a respeito do preço da energia elétrica que será por elas adquirida através do Leilão.

Confirmando esta posição, Pedrosa no seu texto *Desafios da Regulação do Setor Elétrico*, modicidade tarifária e atração de investimentos comenta:

“Esta energia, chega a consumidores livres, parcialmente livres, especiais, reunidos em comunhão de fato ou de direito e a consumidores cativos através de distribuidoras, pequenas distribuidoras, cooperativas permissionárias e comercializadoras. A comercialização dos diversos tipos de energia aos diferentes grupos de consumidores se dá por meio de contratos iniciais, bilaterais, dos novos CCEARs – Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado do tipo A-1, A-3 e A-5 e leilões de ajuste, em geral com as diferenças liquidadas na CCEE (Câmara de Comercialização de Energia Elétrica), mas em alguns casos como contratos de entrega física de energia.” (PEDROSA,2005).

No processo dos leilões de energia de empreendimentos existentes ou novos, as distribuidoras não podem escolher o tipo da energia que irão adquirir, seja ela hidráulica, térmica, eólica ou movida por combustíveis diferentes – gás natural, carvão mineral, biomassa ou nuclear. As distribuidoras apenas apresentam sua declaração de necessidade ao Ministério de Minas e Energia - MME, conforme determinado em Portaria específica para cada Leilão de Energia, que pode ser realizado da seguinte forma: (i) Leilões “A-5” e “A-3” provenientes de energia de novo empreendimento; (ii) Leilão “A-1” com energia de geração existente e (iii) Leilões de ajuste cujos contratos tem limite de até 2 anos.

a) Leilão de Energia A - 5

No quinto ano anterior ao suprimento – chamado ano “A - 5”, é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de geração. Neste leilão as distribuidoras deverão adquirir toda a totalidade de necessidade de sua demanda.

b) Leilão de Energia A - 3

No terceiro ano anterior ao suprimento – chamado “A - 3”, é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração. No caso específico do leilão de energia nova – “Leilão A - 3”, existe restrição regulamentar no que diz respeito ao repasse do custo da energia elétrica adquirida para as tarifas das distribuidoras, conforme artigo 36 do Decreto n.º 5.163/2004 que estabelece o limite de dois por cento da carga do agente comprador verificada no ano "A - 5".

c) Leilão de Energia A - 1

No ano anterior ao suprimento – chamado “A - 1”, é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes, tendo também como limite de repasse de apenas um por cento da carga contratada do agente comprador no ano "A - 1".

d) Leilão de Ajuste

O art. 26 do Decreto n.º 5.163/2004 prevê a compra por meio de leilões específicos para contratação de ajustes, com duração mínima de três meses e no máximo dois anos, para possibilitar a complementação necessária de atendimento, sendo que limitado a 1% da carga total da distribuidora contratada do ano anterior ao leilão.

3.3 Mecanismo de compensação de energia elétrica

Os Agentes Distribuidores, de acordo com o artigo 2º da Lei n.º 10.848, de 15/03/2004, somente podem adquirir energia elétrica de agentes vendedores seja geradores, comercializadores ou importadores de energia no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em leilões de compra de energia previstos no artigo 19 do Decreto n.º 5.163, de 30 de julho de 2004. Os montantes de energia elétrica objeto dos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR's, negociados nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, podem ser reduzidos pelos distribuidores, ao seu exclusivo critério, nos termos do artigo 29 do Decreto n.º 5.163/2004. Neste item, são analisadas as três hipóteses de redução.

No entanto, no sentido de proteger os geradores, precede da redução, o processamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, pelo qual possibilita que distribuidores com sobras de energia possam transferi-las para os distribuidores com déficits, mediante assinatura de termos de cessão.

As hipóteses de compensação de sobras e déficits entre os distribuidores são as seguintes:

- Sobra de energia proveniente de consumidores potencialmente livres, que tiveram a opção de compra de energia elétrica através de outro fornecedor, em conformidade ao inciso I do art. 29 do Decreto nº. 5.163/2004;
- Acréscimos no volume de energia elétrica dos contratos anteriores à data de 16/03/2004, conforme inciso III do art. 29 do Decreto nº. 5.163/2004;
- Outros desvios no mercado das distribuidoras.

Com o resultado do processamento do MCSD, verifica-se que os montantes eventualmente não cedidos entre os distribuidores poderão ser reduzidos dos respectivos CCEAR's junto aos Geradores, sendo necessário para esse processo de redução a homologação da ANEEL. Das possibilidades de processamento do MCSD, a única opção que não permite a redução dos contratos junto aos geradores, são as sobras decorrentes de outros desvios de mercado, conhecido como “trocas livres” entre distribuidoras, por representar um mecanismo para apenas mitigar risco entre distribuidora. Porém, uma vez ao ano pode ocorrer o processamento do “MCSD – 4%”, mecanismo decorrente de outras variações na projeção inicial de mercado, hipótese na qual poderá haver redução de até 4% do montante inicial contratado nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.

Conforme a Convenção de Comercialização instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº. 109/2004, a CCEE é responsável pelo processamento do MCSD.

A ANEEL autorizou o processamento do primeiro MCSD em agosto de 2005 e o encaminhamento das Declarações de Sobras e Déficits dos Agentes de Distribuição diretamente à CCEE, com o acompanhamento e análise documental dessa Agência, a partir deste mês realiza-se mensalmente a operacionalização do MCSD.

Na Figura 3.1 mostra-se os diversos tipos de mecanismos e sua periodicidade dentro do ambiente regulado de contratação das distribuidoras:

CCEAR's

Possibilidades de Devolução pelas Distribuidoras

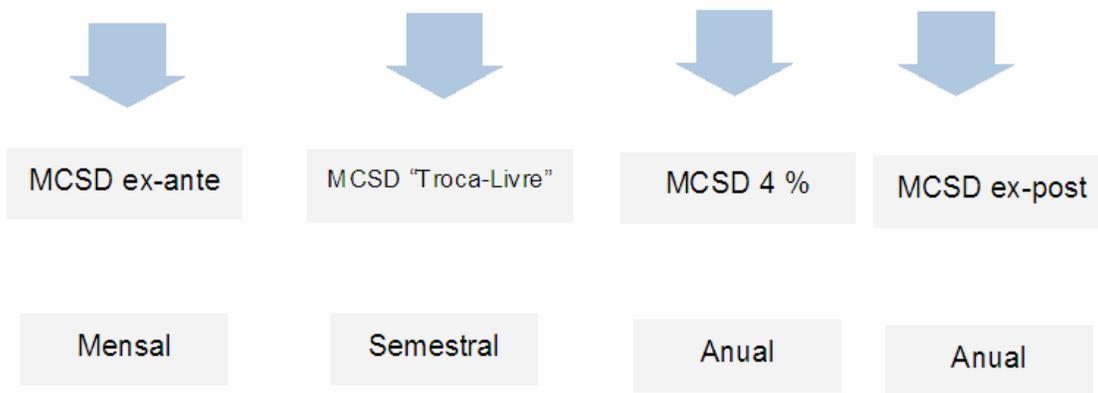


Figura 3.1 Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD.
Fonte: (Própria).

No MCSD, têm-se diversos critérios de devolução da Energia Existente adquirida nos leilões de energia promovidos pela ANEEL:

a) MCSD Mensal:

- Energia de Consumidores Livres;
- Energia de Contratos celebrados até 16/mar/2004.

b) MCSD COM “Troca Livre”:

- Energia de Consumidores Livres;
- Energia de Contratos celebrados até 16/mar/2004;
- Energia de Variações de Mercado;
- No processo de MCSD "Troca Livre", o sucesso de redução dos contratos é mínimo, devido o critério adotado, sendo o repasse do volume aos geradores não garantido, podendo voltar para a distribuidora.

c) MCSD 4% :

- Energia de Consumidores Livres;
- Energia de Contratos celebrados até 16/mar/2004;
- Energia de até 4% Variações de Mercado;
- Neste processo o repasse é obrigatório, tendo o direito garantido da distribuidora, previsto no Decreto 5.163 de 2004.

d) MCSD *Ex-post*:

- Troca de contratos entre distribuidoras;
- A participação é voluntária;
- A devolução ocorre apenas para minimiza o risco da penalidade, a troca de contratos ocorre apenas no ano do mecanismo.

Na Figura 3.2 exemplifica-se a apuração do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, com sobras superiores aos déficits da operação de transferência de contratos.

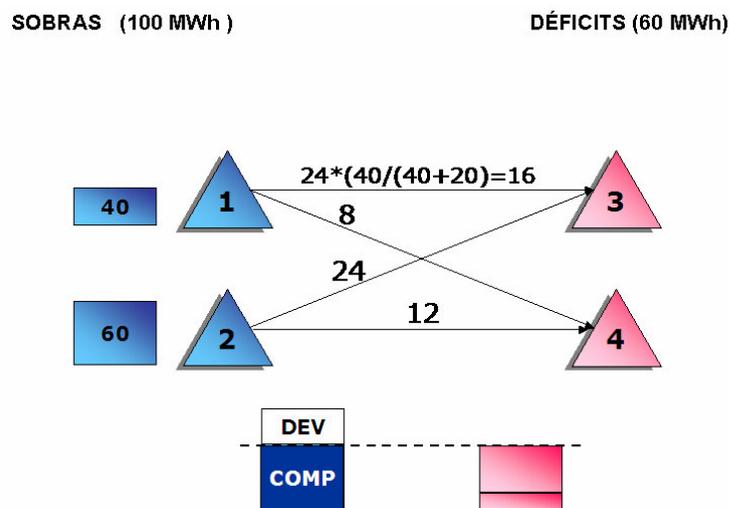


Figura 3.2 Apuração do MCSD.
Fonte: (CCEE).

Neste exemplo, verifica-se que a quantidade de sobras de energia – 100 MWh declarada é superior ao déficit – 60MWh. A regra algébrica vigentes nos procedimentos

de comercialização procederá à cessão proporcional das sobras – COMP para os agentes com déficit até o limite da necessidade. O excedente – DEV conforme previsto pelo Decreto nº. 5.163/2004 será devolvido para o agente vendedor de origem, reduzindo assim os CCEAR's nos termos do artigo 29 do referido Decreto.

3.4 Risco de repasse de energia elétrica

Os Contratos de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica no Brasil estabelecem que as tarifas de fornecimento sejam corrigidas anualmente, mediante a aplicação de uma fórmula específica, que considera a inflação ocorrida nos últimos doze meses. Estabelecem também que as tarifas sejam revisadas, de tempos em tempos, de forma a preservar o equilíbrio econômico financeiro da concessão. O intervalo entre revisões pode variar de empresa para empresa, mas geralmente é de quatro anos.

É preciso levar em conta que a metodologia a ser aplicada no processo de revisão tarifária periódica não é especificada nos Contratos de Concessão. Eles apenas mencionam que, nesse processo, a Agência Reguladora – ANEEL deve considerar, além da estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional e os estímulos à eficiência e à modicidade das tarifas. (PEDROSA, 2005)

A receita da concessionária de distribuição é formada de duas parcelas, que compõem a composição da receita requerida da empresa: (i) Parcela A composta pelos custos não-gerenciáveis e (ii) Parcela B composta pelos custos gerenciáveis. O primeiro conjunto da receita refere-se ao repasse dos custos considerados não gerenciáveis, que independem de controle da empresa, dentre estes custos destaca-se a despesa com a energia comprada, sendo no novo modelo de contratação um dos riscos dos agentes por adquirir energia em leilões de energia que possuem limitador de repasses às tarifas. Isso é fundamental no momento de execução da estratégia de contratação, pois um pequeno erro pode levar aos agentes prejuízos financeiros de grande proporção.

Na Figura 3.3 mostra-se os instrumentos contratuais que possuem regra específicas de repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas do consumidor final.

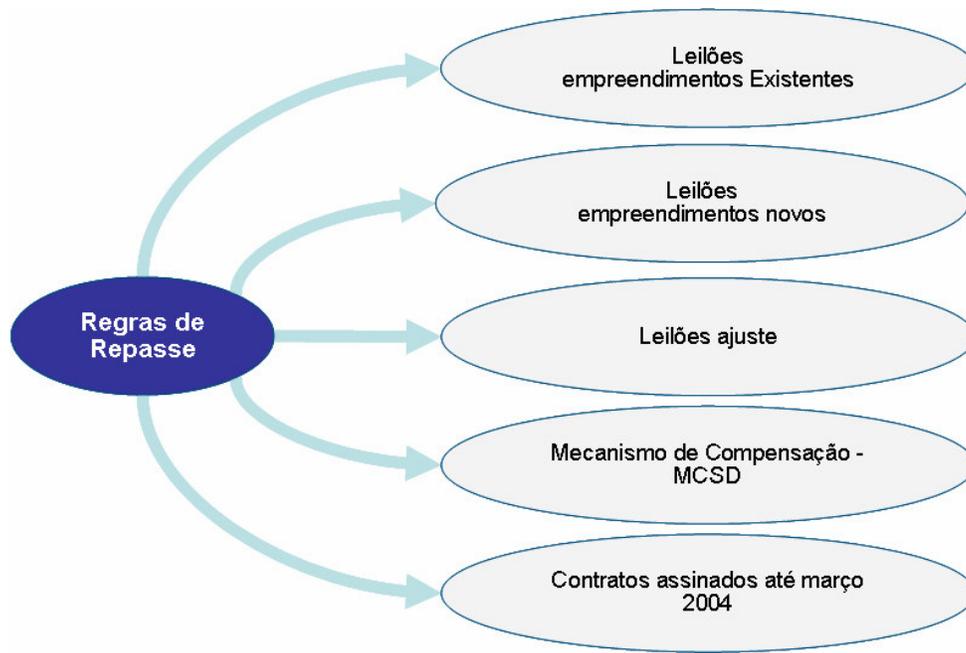


Figura 3.3 Repasse as tarifas na comercialização regulada.
Fonte: (Própria).

Os leilões de energia do ambiente regulado têm limitador de repasse às tarifas do consumidor final, porém o art. 38 do Decreto nº 5.163/2004 estabeleceu que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até cento e três por cento do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

O limitador atinge o leilão de energia nova que ocorre no terceiro ano anterior ao suprimento - Leilão A-3 que tem estabelecido no artigo 36 do Decreto nº. 5.163/2004:

“Art. 36. A ANEEL autorizará o repasse a partir do ano-base "A" dos custos de aquisição de energia elétrica previstos nos contratos de que tratam os arts. 15, 27 e 32 deste Decreto, pelos agentes de distribuição às tarifas de seus consumidores finais, conforme os seguintes critérios:

-omissis.....
- II - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 3", observado o disposto no art. 40:
- a) repasse do VR durante os três primeiros anos de entrega da energia elétrica adquirida, **limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A - 5"**;
 - b) repasse integral do valor de aquisição da energia elétrica a partir do quarto ano de sua entrega, **limitado ao montante correspondente a dois por cento da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A - 5"**; e

c) repasse ao menor valor entre o VL5 e o VL3, definidos no art. 34, da parcela adquirida que exceder os montantes referidos nas alíneas "a" e "b" deste inciso;
.....omissis.....”

Como homologado pelo Decreto, as restrições regulamentares constantes das alíneas ‘a’ e ‘b’ do inciso II do artigo 36 do Decreto nº. 5.163/2004 objetivam estimular os agentes a contratarem com cinco anos de antecedência, no leilão A-5, uma vez que o preço da energia elétrica adquirida nos leilões de A-3 tende a ser mais elevado do que nos leilões de A-5.

Ocorre que os agentes participam de Leilão A-3 não somente para adquirir energia referente a variações de mercado de até 2%, mas também e principalmente, pelo fato de as demandas declaradas em leilões anteriores não terem sido atendidas, ou seja, Leilão Vazio, na medida em que não houve oferta suficiente para atender à totalidade de energia demandada.

Neste sentido, em decorrência da principal razão para a participação dos agentes em Leilão A-3, ser a insuficiência de oferta de energia em leilões anteriores, não se deve a fatos de sua responsabilidade nem sob seu controle, é necessário que se encontre uma solução regulatória que adeqüe o leilão e/ou suas conseqüências a essa peculiaridade, de forma que os agentes possam repassar integralmente para as tarifas de fornecimento de energia elétrica o custo dos montantes de energia elétrica nele adquiridos.

O modelo incentiva a compra de energia dos empreendimentos existentes, sendo que para o Leilão A - 1 o repasse às tarifas será integral até o limite de 1% da carga, observado o limite de preço do MME, sendo o excedente a 1% da carga limitado a 70% do valor médio dos leilões realizados. Neste sentido destaca-se que o Leilão A-1 tem como finalidade aquisição de energia para suprir variações das projeções de mercado efetuadas pelos agentes quando da compra de energia no ano A-5.

O art. 26 do Decreto nº. 5.163/2004 prevê que o montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder 1% da carga total contratada de cada agente de distribuição, restrição homologada pela Resolução ANEEL nº. 277/2007 abaixo descrito:

Artigo 2º “o montante anual de energia contratada, por agente de distribuição, não poderá exceder a **1% (um por cento) da respectiva carga total contratada**, cujo valor será o montante total de contratos registrados na CCEE no ano anterior ao da realização do leilão de ajuste”.

Isso denota que: (i) o leilão de ajuste deverá ser a ferramenta emergencial, usada em última instância para abastecimento do mercado cativo, (ii) o leilão A - 1 para atender pequenas variações de projeções de mercado, e (iii) o leilão A - 3 para suprir variações de limite até 2%. Com isso o limite aceitável para erros de projeção fica definido em 3% para possibilitar o agente utilizar de todos seus mecanismos para mitigar os desvios da projeção inicial.

A neutralidade do novo mecanismo de repasse dos custos de energia só se aplica para leilões de empreendimentos novos (A - 3) e (A - 5), e leilões de ajuste, mantendo o procedimento antigo para os contratos existentes, dando assim o sinal para o investimento, onde os agentes devem procurar adquirir suas necessidade de energia em leilões com cinco anos de antecedência, ou seja, a mecânica de repasse incentiva compras em A - 5.

Fato comprovado pelo histórico dos resultados leilões de energia de empreendimentos existentes, ocorridos em dezembro de 2004, abril e outubro de 2005 que certifica a mecânica de repasse nas compras em A - 5, com a modicidade tarifária sendo atingida. (LANDI, 2006)

3.5 Análise do risco de contratação

A introdução de competição no setor elétrico tende a mudar o papel da contratação de energia no ambiente regulado, onde o novo modelo também prevê a reestruturação do planejamento setorial, com contestação de preço, permitindo a escolha dos projetos mais eficientes e das soluções mais econômicas para o controle e a expansão da carteira de contratos.

Adicionalmente, como mencionado, está previsto a exigência de contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo, sejam distribuidores ou consumidores livres, lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores à cinco anos.

Neste ambiente, a obrigação contratual dos agentes passa a ser fundamental para as decisões de investimento e para as decisões de contratação de longo prazo, na medida em que configuram aspectos da estratégia competitiva das empresas, necessitando uma formulação de estratégias para mitigação de riscos de preço, volume e período de atendimento.

O risco da contratação está no repasse às tarifas de todo o volume de energia adquirido nos leilões do ambiente regulado, uma vez que a despesa de compra de energia faz parte da parcela A do reajuste, sendo *pass through*, ou seja, os componentes da Parcela A são repassados para a tarifa de fornecimento do consumidor final.

Este componente de compra de energia tem um descasamento regulatório, uma vez que o Decreto nº. 5.163/04 determina que as distribuidoras adquiram 100% de seu mercado cativo com a perda da distribuição real, porém no atual modelo de regulação econômica do setor elétrico, a ANEEL estabelece limites regulatórios para as perdas de energia, visando subsidiar as revisões tarifárias periódicas e reajustes tarifários de concessionárias de distribuição de energia elétrica, com foco em modicidade tarifária e redução de desperdícios, os quais impactam de forma relevante nas despesas de compra de energia.

Com isso a empresa deverá ter cuidado no volume contratado, uma vez que a perda regulatória é menor que a perda real, podendo causar risco às distribuidoras no tocante à sobre contratação, caso as mesmas ultrapassem o limite de 103%. O risco da contratação pode ser dividido em três faixas:

- **Faixa 1:** Contratação < 100%, onde a energia adquirida no mercado *spot* será repassada às tarifas pelo menor valor entre o VR e o PLD, além de ser aplicado penalidade proporcional ao volume adquirido no mercado *spot*.
- **Faixa 2:** 100% < Contratação < 103%, repasse garantido às tarifas, porém as perdas financeiras das sobras liquidadas no mercado *spot* serão repassadas aos consumidores finais.
- **Faixa 3:** Contratação > 103%, onde o excedente líquido no mercado *spot* não será repassado às tarifas, sendo risco da distribuidora.

3.5.1 Nível de cobertura de conforto

O princípio de uma contratação de energia está na definição da projeção de longo prazo, onde os agentes devem prever as suas necessidades de suprimento para os cinco anos subseqüentes ao das previsões de seus mercados ou cargas. A partir desses pontos deve-se considerar uma variação admissível e tolerada de $\pm 1,5\%$ de desvio nestas projeções, uma vez que ainda pode-se estar na zona de conforto, pois o Decreto nº. 5.163/04 prevê o repasse às tarifas de até 103% de volume contratado com perda regulatória.

Na Figura 3.4 mostra-se o nível de conforto denominado de Cone de Desvio de Projeção.

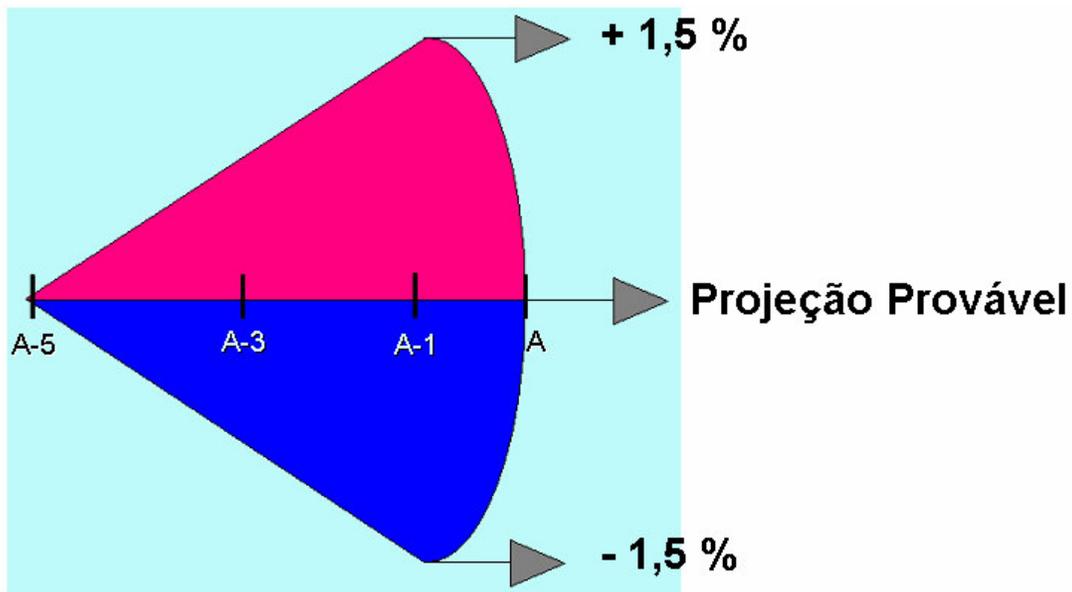


Figura 3.4 Cone da zona de conforto.
Fonte: (Própria).

O processo de desenvolvimento e avaliação de estratégias de contratação no ambiente competitivo possui etapas sintetizadas de identificação, definição e análise dos contratos de compra de energia. Na etapa 1 são identificadas as alternativas de aquisição de energia no ACR, contratação de ajuste e de geração distribuída, para cada cenário de demanda, a partir de, por exemplo, necessidade de atendimento à demanda, desempenho da carteira de contratos e razões estratégicas.

Em seguida, na segunda etapa é feito um detalhamento do fluxo de caixa, com definição da data de início de suprimento sendo a situação econômico-financeira de um contrato constituído por uma modalidade contratual, por um fluxo de caixa, uma data de início de suprimento e uma duração. A modalidade contratual define o tipo de risco que esse suposto contrato possa apresentar ao agente, risco entre os quais podem ser citados o hidrológico, diferença de preços entre submercados, disponibilidade de geração etc.

Por fim, na terceira etapa, é feito a análise do desempenho econômico-financeiro dos contratos. Essa análise é formada pelo conjunto de fatores que norteiam a decisão de contratação, incluindo, dentre eles, o mecanismo de devolução de montantes contratados, o mecanismo de compensação de sobra e déficits entre os distribuidores e o estabelecimento de estratégia de contratação para os leilões de ajustes, A - 1 e A - 3.

O agente ao determinar o volume de sua necessidade de energia em um leilão A - 5, pode considerar as eventuais aquisições de energia que o novo modelo de contratação possa proporcionar ao longo dos “n” anos que antecedem o início de suprimento, assim correlacionando a sua carteira de contratos existentes com o nível de cobertura de conforto, ou cone de projeção.

Na Figura 3.5 apresenta-se o cone de projeção ao longo da linha do tempo.

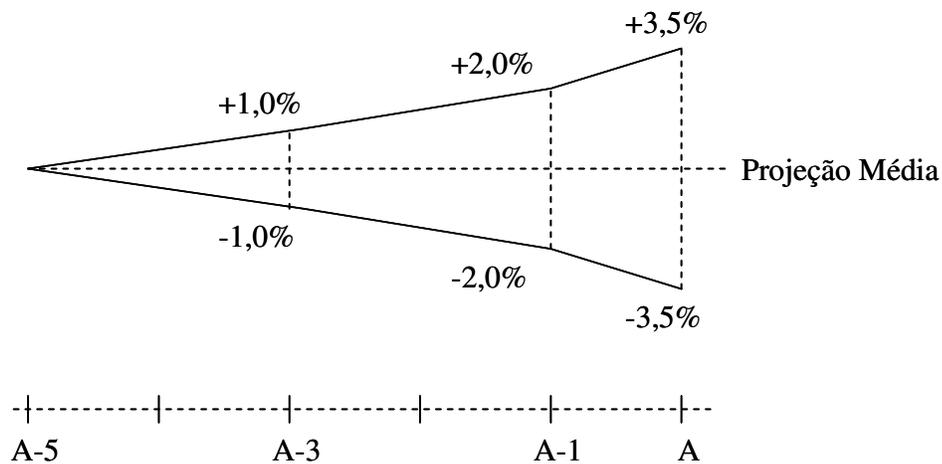


Figura 3.5 Nível de cobertura de conforto.
Fonte: (ABRADEE, 2005).

Como consequência dessa análise, o agente está assumindo no modelo da estratégia as seguintes proposições:

- Contratar a cada ano "A" o percentual de 1,015 da projeção média, descontada dos volumes já contratados;
- Considerar como única flexibilidade o repasse de até 3% do volume contratado;
- Se o mercado realizar até 1,5% abaixo do previsto e, por conseguinte 3% abaixo do contratado, haverá o repasse de 3% para as tarifas, ou seja, prejuízo nulo;
- Se o mercado realizar até 1,5% acima do previsto, assim sendo igual ao contratado, não haverá penalidade por subcontratação, ou seja, também prejuízo nulo;
- A faixa de +/- 1,5% e os leilões de ajustes se destinariam a comportar somente as variações atípicas de mercado, com mudança brusca do nível de perdas, entrada de novo cliente ou a migração de clientes para o ambiente livre dentro do ano "A" de suprimento.

Neste trabalho está se propondo que a estratégia básica do agente seja procurar manter o nível de cobertura de conforto de 100 a 101,5% contratado, empilhando contratos ao longo da linha do tempo, dentro de seus limites regulatórios de contratação, uma vez que existe a diferença da perda regulada para a perda real e as projeções de mercado de longo prazo apresentam desvios do mercado realizado.

Na Figura 3.6. pode observar a estrutura de empilhamento de contratos dentro do viés regulatório.

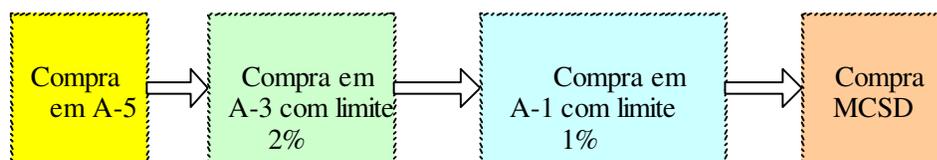


Figura 3.6 Empilhamento Regulatório de Contratos. Fonte: (Própria).

3.6 Formulação Algébrica do cálculo do risco de contratação

A álgebra contida neste módulo estabelece a sistemática de verificação do limite mínimo de contratação de energia, bem como a apuração da cobertura contratual dos agentes de consumo, conforme definido no Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004. No processo de cálculo para fins de Cobertura Contratual deve ser considerada a parcela referente aos contratos já existentes no ano “A” da decisão, a quantidade declarada por produto nos leilões de compra no Ambiente Regulado e o mercado da distribuidora ao longo dos cinco anos futuros.

.Variáveis de entrada:

QE_M: Montante em MWMédio do mercado dos cinco anos futuros definido pelo agente no ano “A” da decisão.

QE_C: Montante em MWMédio dos contratos existentes assinados pelo agente no ano “A” da decisão.

QE_D: Quantidade de Energia Declarada por Produto, que será objeto do contratado na forma de Leilão do ACR, podendo ser:

QE_D-5: Energia declarada no leilão A - 5

QE_D-3: Energia declarada no leilão A - 3

QE_D-1: Energia declarada no leilão A - 1

CC_E: Cobertura do consumo do agente

LR_E: Limite de repasse regulatório do produto declarado no leilão do ACR, podendo ser:

LR_E-5: Limite de repasse no leilão A - 5

LR_E-3: Limite de repasse no leilão A - 3

LR_E-1: Limite de repasse no leilão A - 1

Formulação da estratégia de contratação de energia elétrica:

(a) Inicialmente na Etapa 01 deve-se verificar a situação de cobertura contratual do agente no ano do leilão A - 5, de acordo com a seguinte fórmula:

Se $CC_E = (QE_C / QE_M) * 100 < 100\%$ o agente está subcontratado indicando assim necessidade de aquisição de energia;

Do Contrário:

$CC_E = (QE_C / QE_M) * 100 > 100\%$ o agente está sobrecontratado indicando nível de conforto de cobertura, que deverá ser no valor igual ou superior a 101,5%.

(b) Deve-se calcular a faixa de variação de cobertura utilizando o QE_M do cone de projeção de +/- 1,5% de desvio de projeção.

(c) Para a estratégia de compra no leilão A - 5 deve-se considerar a aquisição nos leilões de energia nos anos anteriores, com seu limite de repasse, sendo:

Se QE_{D-3} for menor ou igual LR_{E-3} , então repasse garantido, onde será apurado:

$LR_{E-3} = 2\% * QE_M$, cinco anos atrás da data da decisão no ano "A".

Se QE_{D-1} for menor ou igual LR_{E-1} , então repasse garantido, onde será apurado:

$LR_{E-1} = 1\% * QE_M$, um ano atrás da data da decisão no ano "A".

(d) Com isso o agente no ano da decisão, apura a projeção do empilhamento de contratos a cinco futuros, quando do início de suprimento dos contratos oriundos do leilão A - 5:

QE_C no ano A - 5 = $\sum (QE_C(\text{inicial}) + QE_{D-3} + \sum QE_{D-1} n)$

(e) Com o empilhamento de contratos apura-se a cobertura contratual após a declaração dos leilões, sendo:

$QE_{D-3}: LR_{E-3}$

QE_D-1: LR_E-1

O valor de CC_E (no ano 3) = $\sum (QE_C(\text{inicial}) + QE_D-3 + \sum QE_D-1 n) / QE_M$, para três anos futuros;

O valor de CC_E (no ano 1) = $\sum (QE_C(\text{inicial}) + \sum QE_D-1 n) / QE_M$, em n anos futuros, onde deve ser calculado a cada n ano futuro após apurar a declaração de necessidade de energia QE_D-1 no ano n.

(f) Neste ponto apura-se a cobertura contratual a cinco anos futuros:

Se $CC_E = \sum (QE_C(\text{inicial}) + QE_D-3 + \sum QE_D-1 n) / QE_M$ for igual ou superior a 101,5% não haverá necessidade de declaração;

Caso Contrário $CC_E < 101,5\%$ então deveremos declara necessidade de energia.

(g) A declaração no leilão A - 5 deverá ser determinada de acordo com a seguinte formula:

QE_D-5: $101,5\% * QE_M$ (no ano cinco) - $\sum (QE_C(\text{inicial}) + QE_D-3 + \sum QE_D-1 n)$

3.7 Procedimento de cálculo para minimizar o risco de contratação

Neste módulo apresenta-se em forma de diagrama de bloco, o procedimento de cálculo para minimizar os riscos de contratação obedecendo às regras regulatórios da contratação de energia e o limite de repasse ao consumidor final, uma vez que é de vital importância para as empresas distribuidoras de energia elétrica contar com uma estratégia de contratação aderente as suas necessidades de atendimento de seu mercado de energia e consiste ao custo adequado de compra de energia elétrica.

Este procedimento dividido em dois passos visa sistematizar de forma lógica a formulação algébrica de apuração do nível de conforto, a necessidade de declarar o volume de energia em cada oportunidade que as empresa distribuidora de energia elétrica podem adquirir a energia elétrica para cumpra sua obrigação regulatória de

atender 100% do seu mercado cativo, dentro dos limites de repasse previstos no Decreto nº. 5.163/2004.

A seguir apresenta-se o diagrama de bloco nas Figuras 3.7 e 3.8, dos passos 01 e 02 respectivamente, para minimizar o risco de contratação no momento de decisão da empresa distribuidora de energia elétrica.

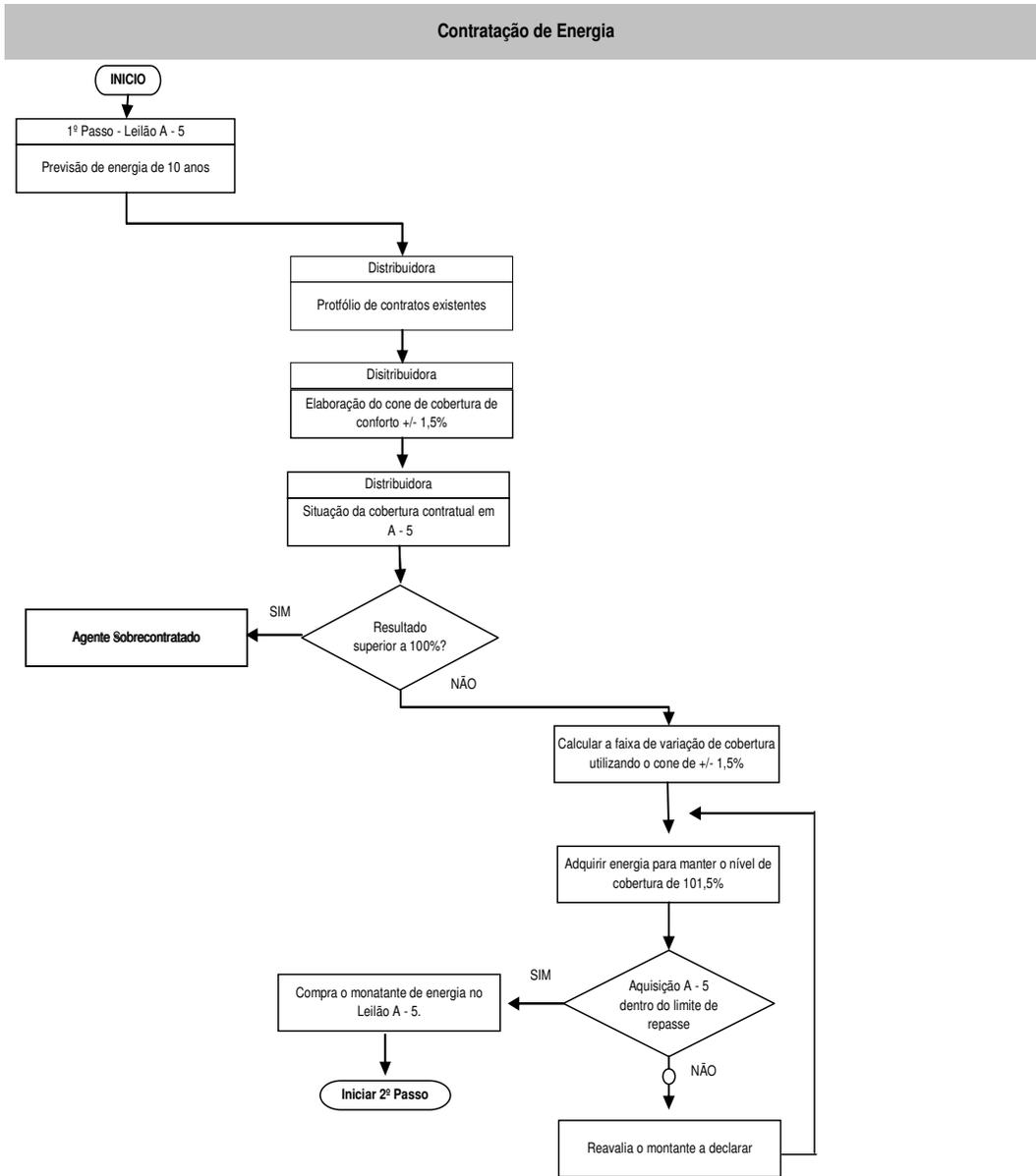


Figura 3.7 Diagrama de bloco – Passo 01.

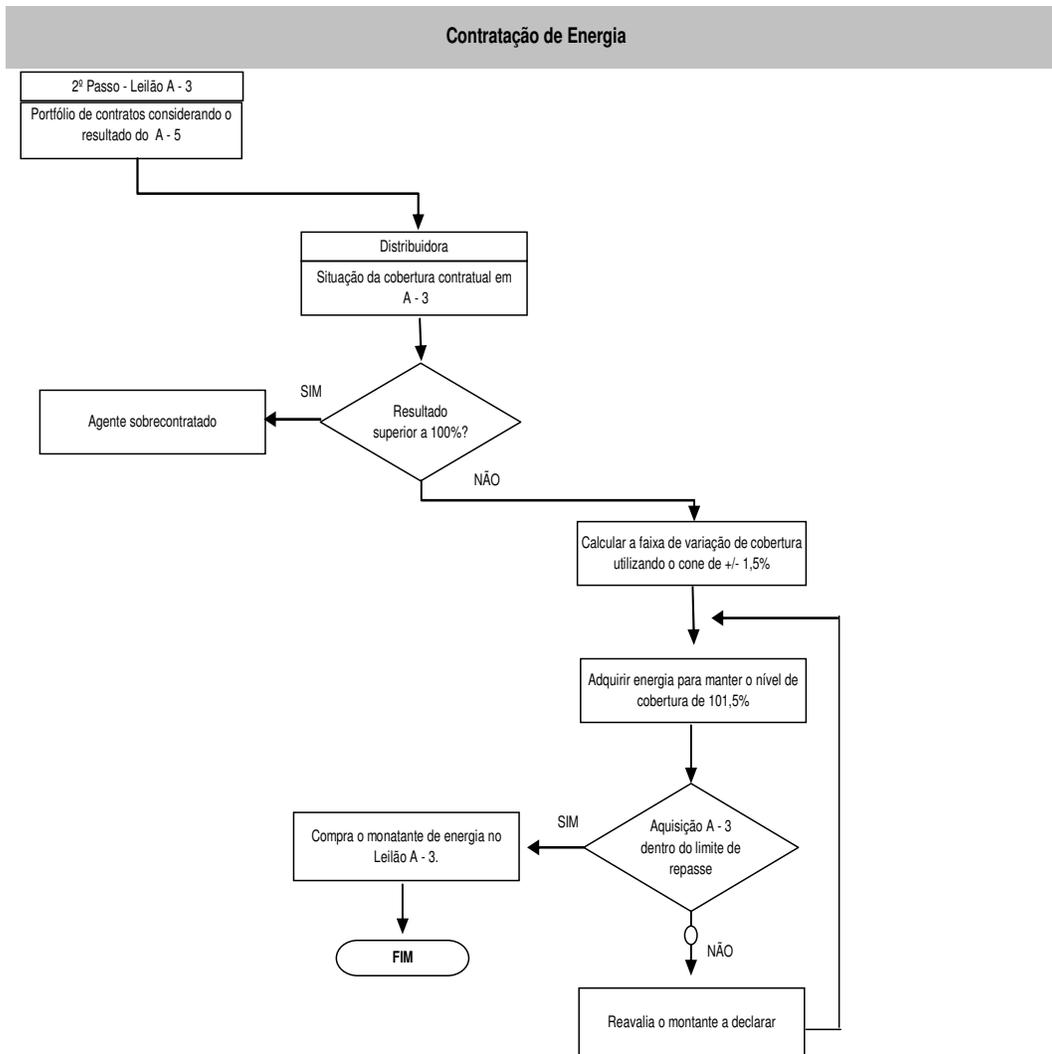


Figura 3.8 Diagrama de bloco – Passo 02.

3.8 Estudos de caso para cálculo do risco

A análise dos estudos de caso tem como objetivo analisar o planejamento da compra de energia para minimizar o risco de contratação para atender o mercado da distribuidora, procurando verificar o impacto das projeções de consumo do mercado cativo na carteira existente de contratos. Em seguida procura selecionar a melhor estratégia de contratação de energia frente aos possíveis cenários projetados, considerando gestão dos montantes adquiridos ou cedidos através do MCS. Nos

estudos de caso são aplicados a metodologia para minimizar o risco de contratação de um agente “A” na linha de decisão nos diversos leilões de energia elétrica.

Neste sentido toma-se como ponto de partida a demanda prevista de atendimento do mercado cativo para os cinco anos futuros, conforme regulamentado no Decreto nº. 5.163 de junho de 2004. As projeções de necessidade de demanda deverão contar com a totalidade da carga do mercado cativo, associado a esse volume coloca-se as perdas técnicas, não técnicas e as perdas da rede básica.

Neste caso hipotético estuda-se com a previsão da carga, que compreende o volume de energia no ponto de gravidade virtual incluindo o somatório do Mercado Cativo + Perda Técnica + Perdas Não Técnicas + Perda da Rede Básica.

Na Tabela 3.1 tem-se o volume de necessidade do agente para os anos futuros, considerando o cone de cobertura de conforto variando em +/- 1,5% de desvio de projeção de mercado.

Tabela 3.1
Necessidade de energia do Agente “A”.
Fonte: (Própria).

Cone de Projeção	ANO									
	Anterior	A	A -1	A -3	A -1	A -5	A -7	A -8	A -9	A -10
(+ 1,5%)	486,8	518,0	565,5	614,2	671,7	723,7	780,0	841,1	905,3	974,4
Provável - MW Médio	486,8	518,0	557,7	597,4	644,3	684,6	727,6	773,7	821,1	871,5
(- 1,5%)	486,8	518,0	550,0	580,8	617,8	647,0	678,0	710,8	743,7	778,2

Deve-se considerar também todo o portfólio de contratos existentes pelo agente, com seu tempo de suprimento, bem como descontração gradual que os mesmos possam apresentar no período de análise.

Na Tabela 3.2 apresenta-se o percentual de MW Médio de contratos desse agente no ano da decisão da estratégia.

Tabela 3.2
Portfólio de contratos do Agente “A”.
Fonte: (Própria).

Contratos Existentes	ANO									
	Anterior	A	A -1	A -3	A -1	A -5	A -7	A -8	A -9	A -10
MW Médio	488,5	522,3	557,3	600,6	642,8	661,4	661,3	319,0	191,2	143,1

O estudo da estratégia de contratação tem como objetivo apresentar às decisões que devem ser tomadas no ano A para aquisição de energia para o ano A - 5 de suprimento ao mercado cativo da distribuidora, porém levando em consideração a obrigação regulatória de 100% de seu mercado cativo.

Neste estudo de caso tem-se como premissa básica a aquisição de energia nos leilões dentro do seu limite regulatório de repasse às tarifas. Com isso as premissas básicas nas rodadas de contratação são:

- Repasse integral na aquisição no Leilão A - 5;
- Repasse integral em até 2% de aquisição no Leilão A - 3;
- Repasse integral em até 1% de aquisição no Leilão A - 1;
- Leilão de Ajuste ao longo do tempo sem oferta de energia, ou seja, inexistência de leilão;
- Ajuste na carteira de contratos através do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit;
- Preço do Leilão A - 3 superior ao leilão A - 5, devido ao princípio básico do novo modelo.

Na situação atual de carga e contrato, o agente está, na data da decisão com sua obrigação contratual no ano A - 5 de suprimento em 90,89%, porém considerando o cone de projeção esta cobertura contratual tem a faixa de variação entre 84,78% e 97,57%, estando, portanto, sujeito à penalidade de subcontratação, pagamento de multa valorada a preço do VR multiplicado pelo volume de energia necessária para atingir o limite regulatório de 100% contratado do seu mercado cativo.

Neste ano da decisão deve ser considerada a situação não só em A - 3, pois esta aquisição de energia influencia diretamente a sua cobertura contratual, mas também a situação e possibilidade de aquisição ao longo dos leilões A - 1, utilizando assim a premissa básica do empenhamento de contratos durante todo o período que precede o ano A de suprimento.

Neste caso, com base no volume de contratos existentes, conforme Tabela 3.2 e a evolução do mercado da Tabela 3.1, e considerando a existência da realização de leilões de energia A - 1, toma-se a primeira decisão que é garantir o nível de conforto de cobertura no ano A - 3, atendendo ao disposto na Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, e no Decreto nº. 5.163, de 30 de julho de 2004.

Para os leilões de energia provenientes de novos empreendimentos, denominados A - 3, regulamenta-se sua aquisição no seguinte artigo:

“Art. 36, Inciso II:

II - nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 3", observado o disposto no art. 40:

a) repasse do VR durante os três primeiros anos de entrega da energia elétrica adquirida, limitado ao montante correspondente a *dois por cento* da carga do agente de distribuição comprador verificada no ano "A - 5";

Para os leilões de energia provenientes de empreendimentos existentes, denominado A - 1 regulamenta-se sua aquisição no seguinte artigo:

“Art. 41, Inciso I:

I - repasse integral dos valores de aquisição de até *um por cento* da carga verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade do agente de distribuição comprador, observado o disposto no § 2º do art. 19”

A etapa 1 da estratégia consiste em avaliar no ano A da decisão, a aquisição de energia para atingir no ano A - 3 o nível de conforto de cobertura, ou seja, adquirir em até 2% da carga registrada a cinco anos atrás do ano A da decisão, bem como considerar a realização dos leilões A - 1 possibilitando adquirir em até 1% da carga no ano do referido leilão.

Na Figura 3.9 ilustra-se a evolução da estratégia de contratação e seu resultado para o ano A - 3.

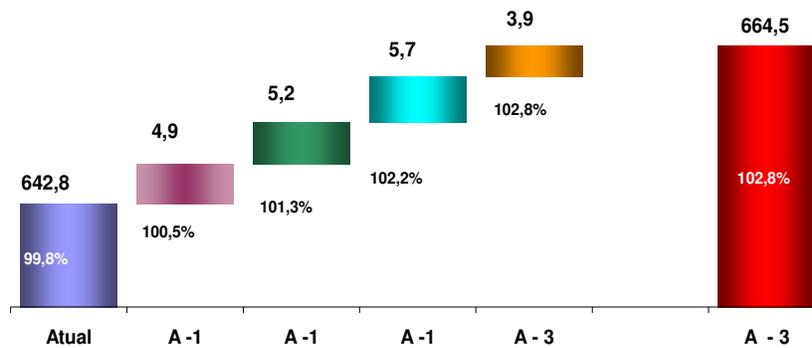


Figura 3.9 Estratégia de contratação com A – 3.

Fonte: (Própria).

Pode-se notar que na situação atual a empresa tem como contrato existente 642,8 MW Médios com uma cobertura contratual de apenas 99,8%. A seqüência lógica de empilhamento de contratos torna a situação em:

- Aquisição no leilão A - 1 do ano seguinte de 4,9 MW Médio passando a cobertura para o nível de 100,5%;
- No segundo ano subsequente adquirindo em outro A - 1 o volume de 5,2% para atingir o patamar de 101,3% de cobertura;
- No leilão A - 1 do terceiro ano adquirindo 5,7 MW Médio passando a cobertura para 102,2%;
- No próprio leilão A - 3, cuja decisão ocorre no ano A, adquire-se apenas dentro do limite regulatório o volume de 3,9 MW Médio, atingindo assim a cobertura de 102,8%;
- No MCSD para cobrir eventual variação da projeção de mercado superior ao limite de 2,8% do volume mais provável.

Essa estratégia admite que a sua projeção de mercado tenha um desvio de até 2,8% da projeção inicial, além do mais podendo transferir a decisão de participar nos Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD e nos leilões A - 1, no ano de sua realização quando a sua projeção pode ser reavaliada com premissas atualizadas.

Neste sentido pode-se ter como estratégia de contratação não participar no leilão A - 3, considerando o repasse às tarifas de fornecimento preços de energia mais baratos, contribuindo para a modicidade tarifária, uma vez que no leilão A - 3 é ofertada energia de empreendimentos novos com preços superiores ao leilão A - 1 que oferta energia existente.

Na Figura 3.10 mostra-se esta análise.

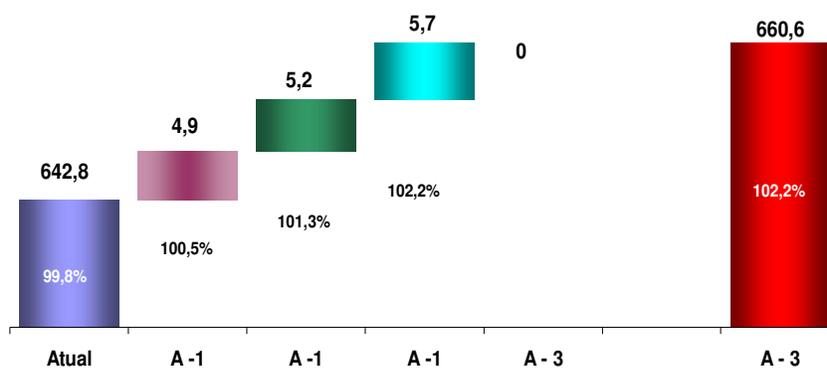


Figura 3.10 Estratégia de contratação sem A - 3.
Fonte: (Própria).

Neste caso continua-se adquirindo dentro do limite regulatório em todos os leilões A - 1 dos anos anteriores à situação A - 3, evoluindo a cobertura da situação inicial de 99,8% para o nível de 102,2%. Denotando assim ainda a possibilidade de participação nos MCSD dentro do ano em análise para suprir qualquer variação de mercado superior de 2,2% da projeção mais provável. Apesar de apresentar ponto positivo para modicidade tarifária, essa estratégia cria um vale regulatório nos anos que os contratos dos leilões A - 1 estiverem descontratando, uma vez que seu período de suprimento fica em torno de 8 anos e os leilões A - 3 tem período médio de 15 anos para energia hidráulica e 30 anos para energia térmica.

Vale ressaltar que nas duas possibilidades de aquisição de energia não foi considerado na montagem da estratégia, a possibilidade de descontração por parte dos agentes de até 4% por variação de mercado, para manter o nível de conforto de

cobertura na faixa de 100 a 101,5%, conforme regulamentado no Decreto nº. 5.163 de junho de 2004, como segue:

“Art. 29. Os CCEAR decorrentes dos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes ‘deverão prever a possibilidade de **redução** dos montantes contratados, a critério exclusivo do agente de distribuição, em razão:

- I - do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor;
- II - de outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até **quatro por cento** do montante inicial contratado, independentemente do prazo de vigência contratual, do início do suprimento e dos montantes efetivamente reduzidos nos anos anteriores;”

A etapa 2 da estratégia consiste em avaliar no ano A da decisão, a aquisição de energia para atingir no ano A - 5 o nível de conforto de cobertura, considerando em conjunto as duas possibilidades de aquisição no ano A - 3, pois no empilhamento dos contratos a sua definição influenciará diretamente na situação contratual, e seus reflexos no desempenho econômico-financeiro dos contratos de compra de energia no ambiente regulado – CCEAR firmados pelo agente comprador e vendedor, de acordo com o disposto no artigo 27 do Decreto nº. 5.163/2004, transcrito:

“Art. 27. Os vencedores dos leilões de energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes deverão formalizar contrato bilateral denominado Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrado entre cada agente vendedor e todos os agentes de distribuição compradores.”

Na Figura 3.11 apresenta-se a evolução da estratégia de contratação e seu resultado para o ano A - 5:

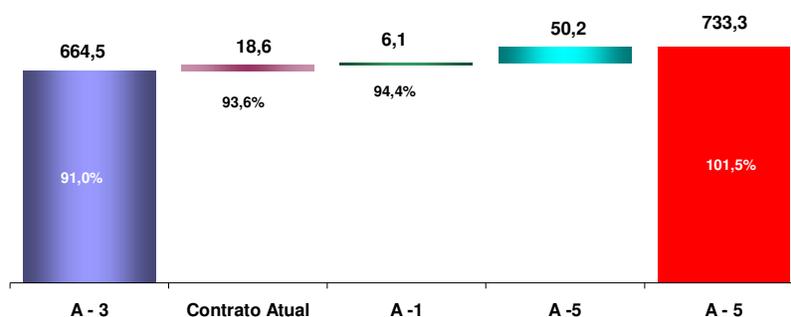


Figura 3.11 Estratégia de contratação em A -5.
Fonte: (Própria).

Nota-se que partindo da situação em A - 3, considerando as aquisições de energia nos leilões A - 1 em todos os anos possíveis e no A - 3, a situação inicial do agente apresenta como contrato existente 644,5 MW Médios com uma cobertura contratual de apenas 91,0%. A seqüência lógica de empilhamento de contratos torna a situação em:

- Adicionamento dos contratos existente anteriores à decisão no ano A de 18,6 MW Médio passando a cobertura para o nível de 93,6%;
- No leilão A - 1 do ano anterior ao suprimento de A - 5, adquirindo 6,1 MW Médio passando a cobertura para 94,4%;
- No próprio leilão A - 5, cuja decisão ocorre no ano A, sem limite regulatório adquiri-se o volume de 50,2 MW Médio, atingindo assim a cobertura de 101,5%;
- No MCSD para cobrir eventual variação da projeção de mercado superior ao limite de 1,5% do volume mais provável.

O resultado dessa estratégia pode admitir um desvio de até 1,5% na projeção mais provável do mercado cativo, para que mantenha a sua obrigação de 100% contratada no ambiente regulado, além de possibilitar a decisão de participar do MCSD e nos leilões A - 1, no ano de sua realização quando se dispõe de premissas atualizadas para reavaliar as projeções.

No caso onde a situação inicial da decisão no ano A, opta-se pela não participação do leilão no ano A - 3, o agente possui apenas 658,5 MW Médios iniciais de contratos, adquirindo dentro do limite regulatório apenas 1% no leilão A - 1 do ano anterior que corresponde a 6,1 MW Médio, e adicionando-se o volume de 18,6 MW Médios na pilha, os contratos anteriormente firmados cuja data de início de suprimento é no ano A - 5, o agente passa a ter como cobertura contratual de 93,9%.

Na figura 3.12 apresenta-se esta situação.

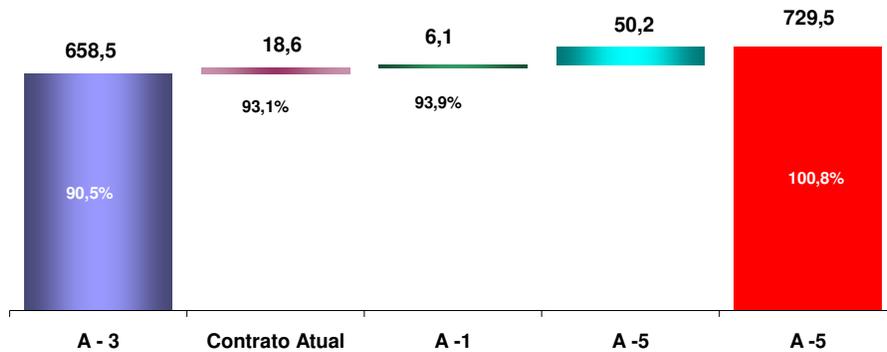


Figura 3.12 Contratação em A - 5 sem aquisição em A – 3.
Fonte: (Própria).

Na segunda estratégia mantendo-se a aquisição de apenas 50,2 MW Médio no leilão A - 5, não se atinge-se o nível de conforto de cobertura no patamar de 101,5%, ficando a cargo do agente decidir no ano A, o volume de energia pretendido, considerando os limites regulatórios e preços dos leilões.

A base regulatório do novo modelo incentiva os agentes participantes do ambiente regulado a comprar energia nos anos A-5, uma vez que o mesmo não possui restrição regulatória, tendo até incentivo de repasse por permitirem o repasse até o limite do VR, que é a média do preço liquidado nos leilões A-3 e A-5 ponderada pelo volume negociado, conforme artigo 34 do Decreto nº. 5.163/2004. Esse fato tem como finalidade sinalizar aos investidores internos ou externos a credibilidade do modelo para execução de obras de hidrelétricas com contratos pré-estabelecidos entre compradores e vendedores, bem como atender o princípio básico da modicidade tarifária, que decorrerá do procedimento de compra e venda de energia por meio de leilões, os quais serão realizados com adoção do critério de menor.

No estudo do caso da distribuidora “A” com a aplicação da metodologia das diversas formas de aquisição de energia no ambiente regulado, pode-se destacar os seguintes resultados:

- Estudo I: corresponde à estratégia de aquisição de energia em todos os leilões que antecedem ao suprimento de energia daqui a cinco anos, atendendo os limites regulatórios de repasse às tarifas do consumidor. Neste estudo o agente estará adquirindo energia em leilões cujo preço é superior

aos leilões de longo prazo, além do mais, estará abrindo mão do recurso de mitigar risco de variações de mercado que possam ocorrer na linha do tempo, entre a decisão de hoje e o mercado daqui a cinco anos e da possibilidade de frustração nos referidos leilões, ou seja, não ocorrer oferta de energia;

- Estudo II: corresponde à estratégia de decidir no ano “A” em adquirir toda a sua necessidade prevista de energia para daqui a cinco anos, sem considerar a aquisição de energia no leilão A-3, deixando este mecanismo para minimizar os desvios que porventura possa ter na projeção de mercado. Nesta situação, caso se configure um cenário hidrológico desfavorável, a distribuidora não estará sujeita a aquisição no mercado *spot*, com PLD a nível elevado, além do mais de mitigar o risco da aplicação de penalidade por insuficiência de cobertura contratual.

Este estudo com base nos principais objetivos definidos no novo modelo que foram a segurança de abastecimento e a modicidade tarifária, bem como a obrigação regulatória das distribuidoras terem que contratar 100% de sua demanda, leva a considerar como estratégica básica a ser tomada no ano “A” a contratação de toda a sua necessidade de energia para os cinco anos futuros.

Os leilões intermediários como A - 3, A - 1 e Ajuste devem ser utilizados para complementar desvios de mercado, uma vez que a distância em a sua realização e o seu tempo de decisão é bem menor que o leilão A - 5, aliados às restrições de repasse às tarifas dos preços pelos quais são licitados os referidos leilões de energia.

Outro fato importante na estratégia de contratação é a frustração nos leilões de compra realizados no ambiente de contratação regulada. A frustração representa a possível parcela referente à quantidade de compra declarada não realizada nos leilões do ACR.

Apesar de ser considerado como Lastro Contratual, regulamentado nas Regras de Comercialização do módulo penalidade, esse volume de energia não atendida nos leilões poderá ser adquirida no mercado *spot*, a preço de PLD com repasse de energia, ou que devido a sazonalidade dos preços no mercado *spot*, pode ocasionar a aquisição de energia por parte dos agentes a preços superiores ao licitados nos respectivos leilões,

ocasionando um maior dispêndio financeiro, que gera aumento dos custos não gerenciáveis da Parcela “A” e, por conseguinte aumento considerável da tarifa do consumidor final, em contramão ao princípio da modicidade tarifária. Além disso, em função do cenário de escassez de energia, as diferenças de preços do primeiro para o segundo semestre tendem a ser ainda maiores reforçando o efeito na despesa do componente de compra de energia.

Na Figura 3.13 (levantamento feito com dados da CCEE) mostra-se a evolução da sazonalidade dos preços do mercado *spot*, influenciado pelos fatos como: (i) parque gerador brasileiro ser predominantemente hidráulico, (i) queda do nível dos reservatórios e, (iii) limites físicos de intercâmbio de energia entre os submercados, causa a elevação do preço de liquidação de diferença – PLD no segundo semestre.

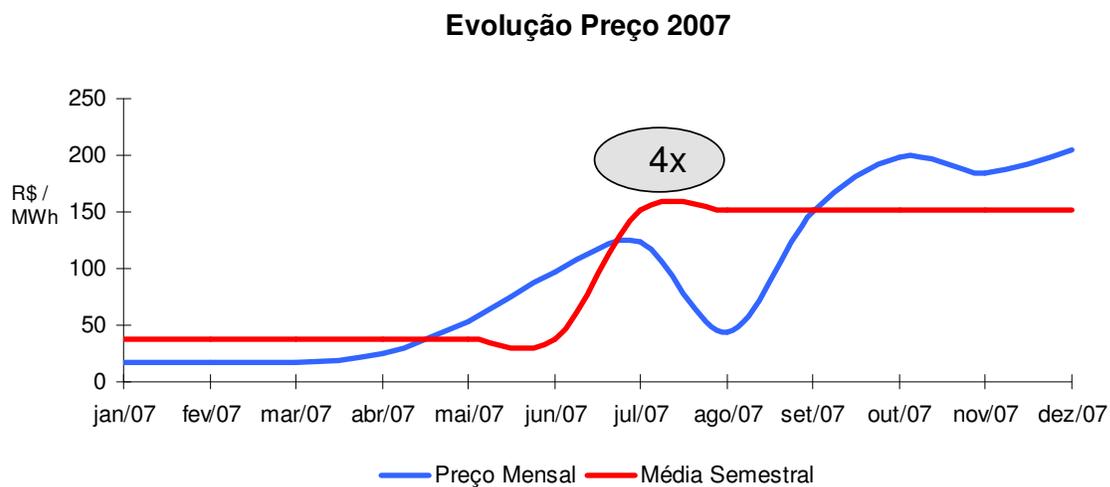


Figura 3.13 Evolução Preço R\$/MWh.
Fonte: (Própria).

Capítulo 4

CONCLUSÕES

4.1 Conclusões

O novo modelo de contratação de energia elétrica regulamentado pela Lei nº. 10.848/2004, instituiu às empresas distribuidoras de energia o desafio em projetar corretamente seu mercado, bem como definir a sua estratégia de contratação dentro do limite de repasse e de minimização do risco de penalidade por sub e sobre contratação de energia elétrica.

A base regulatória do novo modelo incentiva os agentes participantes do ambiente regulado a comprar energia nos anos A – 5, uma vez que o mesmo não possui restrição regulatória, tendo até incentivo por permitirem o repasse até o limite do Valor de Referência. Esse incentivo tem como finalidade sinalizar aos investidores internos ou externos a credibilidade do modelo para execução de obras de hidrelétricas com contratos pré-estabelecidos entre compradores e vendedores, bem como atender o princípio básico da modicidade tarifária, que decorrerá do procedimento de compra e venda de energia por meio de leilões, os quais serão realizados com adoção do critério de menor preço.

Na análise da melhor estratégia de contratação, verificou-se que o ponto básico é definir o nível de conforto de cobertura para: (i) manter a obrigação de atendimento de cem por cento do mercado, (ii) garantir o repasse às tarifas e (iii) minimizar o risco de penalidade por sub contratação. Este nível confirmado pelos estudos de casos realizados, deve ficar no patamar de 101,5% do mercado do agente, pois:

- Variação de mercado até 1,5% - não gera prejuízo, uma vez que a faixa de repasse às tarifas pode ser de até 3%;

- Variação de mercado acima de 1,5% - não haverá penalidade por sub contratação, pois o nível de cobertura atende à obrigação de cem por cento contratado;
- Variação de mercado abaixo de 1,5% - o agente pode devolver parte de seus contratos no MCSD, para que seu repasse às tarifas fique garantido no patamar de 3%.

Foram realizados estudos de caso consistentes em simulações da situação contratual da empresa distribuidora no ano “A” da decisão de comprar energia, aos quais se aplicou a estratégia proposta de contratação e verificou-se que a melhor forma de aquisição de energia, nas diversas possibilidades dos leilões A – 5, A – 3 ou A – 1, é no momento da decisão, adquirir o volume de energia necessário dentro do limite de repasse, com isso atende-se à modicidade tarifária e minimiza-se o risco de penalidade.

A contratação de energia por parte das empresas distribuidoras resume-se notadamente em um “*jogo*” onde se deve:

- Adquirir 101,5% de sua necessidade de energia, ficando na zona de conforto que suporta eventuais variações de mercado;
- Participar de forma seqüencial de todos os mecanismos possíveis para contratação, considerando a influência mútua das decisões nos MCSD e nos leilões A-1, A-3 e A-5;
- Obedecer ao limite de repasse às tarifas, impedindo assim aquisição de volume sem garantia de inclusão na Parcela “A” dos custos de compra de energia elétrica;
- Minimizar o risco de penalidade de sub contratação, atendendo a obrigação de contratação de 100% do seu mercado.

A regra de contratação de energia vigente do novo modelo do setor, necessita de adequações regulatórias, no sentido de promover maior flexibilidade por parte das empresas distribuidoras nos leilões A - 1 e Ajustes, aumentando o limite de repasse às tarifas para acima de 1%, uma vez que estes leilões são preferencialmente utilizados para suprirem variações de mercado e frustrações da necessidade de energia onde a

quantidade de oferta foi insuficiente para atender a demanda das empresas distribuidoras de energia.

A regra de contratação de energia atual deve propor mecanismos que permitam aos investidores de geração de energia em ofertar todo seu volume disponível de energia, para mitigar consideravelmente os Leilões Vazios ou Frustrações de energia, conforme históricos dos leilões, e minimizar a exposição das empresas distribuidoras de energia a preço de liquidação de diferença elevado, na faixa de 570 R\$/MWh.

4.2 Trabalhos Futuros

O crescente interesse das empresas de distribuição de energia elétrica pela perfeição das projeções de mercado, fator importante na minimização do risco de contratação de energia elétrica e repasse às tarifas de energia elétrica. Visto que na literatura estão disponíveis diversos modelos de projeção de mercado, pode ser incluída na formulação do problema a definição do modelo de projeção para curto e longo prazo.

Pelas características do problema de projeção de mercado, é possível constatar a utilização do modelo de curto prazo nas decisões de compra de energia nos leilões de ajuste, A -1 e nos MCSD, e os de longo prazo nos leilões A -5 e A -3.

ANEXOS

ANEXO A

Glossário do Setor Elétrico

Acordo de Mercado

Contrato multilateral de adesão homologado pela Resolução ANEEL n.º. 18, de 28 de janeiro de 1999.

Agente do Mercado

Pessoa física ou jurídica, ou empresas reunidas em consórcio, que atue na geração, comercialização, importação ou exportação de energia elétrica, bem com os consumidores livres, conforme disposto na Lei n.º. 9.074, de 7 de julho de 1995, que participam no MAE.

Alta-Tensão

Toda tensão maior ou igual a 69.000 Volts (69kV). Geralmente, estas tensões são utilizadas para o transporte de energia elétrica do centro gerador para o centro consumidor.

ANEEL

Agência Nacional de Energia Elétrica: Organismo de Estado, independente do Governo, responsável por toda a regulamentação do setor e pelo equilíbrio entre os interesses e as necessidades dos clientes e das empresas.

Ano hidrológico

Período de um ano (doze meses) do histórico de vazões.

Ano Seco

Ano baseado em critérios estatísticos, em que o curso de água tem afluições inferiores à média.

Ano úmido

Ano baseado em critérios estatísticos, em que curso de água tem afluições superiores à média.

Assembléia geral do MAE

Órgão deliberativo superior do MAE.

Auditor do Sistema de Contabilização e Liquidação

Empresa independente, reconhecida publicamente, responsável pela auditoria do Sistema de Contabilização e Liquidação.

Bacia Hidrográfica

Área de influência de um curso d'água principal e de seus afluentes.

Baixa Tensão

Toda tensão inferior a 69.000 volts (69kV). Geralmente, essas tensões são utilizadas para a distribuição da energia elétrica.

Câmara de Arbitragem do MAE

Entidade destinada a estruturar, organizar e administrar processo alternativo de solução de conflitos, de âmbito específico, por meio de arbitragem, mediante seleção, credenciamento, treinamento e indicação de árbitros, bem como regulamentar e criar a infra-estrutura necessária para decidir sobre os respectivos processos.

Capacidade Instalada

Potência máxima em regime contínuo para a qual a instalação foi projetada. Normalmente vem indicada nas especificações fornecidas pelo fabricante e na chapa afixada nas máquinas.

Carga de base

Limite mínimo de energia consumida em qualquer horário/dia de atendimento.

Carga de Ponta

(Peak Load) Quantidade de energia consumida no horário de pico do atendimento (normalmente, entre 18h e 22h).

Carga Instalada

(Installed Load) Soma das potências nominais dos equipamentos elétricos instalados na unidade consumidora, em condições de entrar em funcionamento, expressa em quilowatts (kW).

Carga Leve / Mínima

(Light Load / Minimum Load) Denominação dada ao consumo de energia elétrica na madrugada. É a parte da curva de carga onde são registrados os menores consumos de energia elétrica do dia.

Carga Pesada

(Heavy Load) Denominação dada ao consumo de energia elétrica que compreende o período do final da tarde (em torno das 20h, aproximadamente). É a parte da curva de carga onde são registrados os maiores consumos de energia elétrica do dia.

CBEE

Comercializadora Brasileira de Energia Emergencial (CBEE) - (Emergency Power Brazilian Trader). Empresa Pública tem com os objetivos de: aumento da oferta de energia no curto prazo; garantia energética quanto aos riscos hidrológicos; assegurar a transição do novo modelo elétrico; garantir a infra-estrutura de energia elétrica para o desenvolvimento sócio-econômico. Prazo de existência da CBEE até 30/06/2006. São de competência da CBEE: a aquisição, o arrendamento e a alienação de bens e direitos, a celebração de contratos e a prática de atos destinados a: I – viabilização do aumento da capacidade de geração e da oferta de energia elétrica de qualquer fonte em curto prazo; e II - superação da crise de energia elétrica e ao reequilíbrio de oferta e demanda de energia elétrica.

CCC

Conta de Consumo de Combustível (CCC) - relativa a custeio de combustível termelétrico.

CCEAR

Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

CCEE

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Começou a operar em 10 de novembro de 2004 - regulamentada pelo Decreto nº. 5.177, de 12 de agosto de 2004, sucedendo ao Mercado Atacadista de Energia (MAE). É uma associação civil integrada pelos agentes das categorias de Geração, de Distribuição e de Comercialização, a instituição desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres. A CCEE tem por finalidade viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos Ambientes de Contratação Regulada e Contratação Livre, além de efetuar a contabilização e a liquidação financeira das operações realizadas no mercado de curto prazo, as quais são auditadas externamente, nos termos da Resolução Normativa ANEEL nº. 109, de 26 de outubro de 2004 (Convenção de Comercialização de Energia Elétrica). As Regras e os Procedimentos de Comercialização que regulam as atividades realizadas na CCEE são aprovados pela ANEEL.

CCPE

Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão do Sistema Elétrico: Órgão do governo vinculado ao Ministério de Minas e Energia que avalia as necessidades de expansão do sistema elétrico a médio e longo prazos.

CDE

Conta de Desenvolvimento Energético, instituída pela Lei 10.438/02 para financiar o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) e parte dos projetos de universalização dos serviços de eletricidade.

CGSE

Câmara de Gestão do Setor Elétrico

Classe de Consumo

(Consumption, classes of) Designação de grupos de consumidores para enquadramento do fornecimento de energia elétrica realizado a unidades de consumo, classificadas como: Residencial, Industrial, Comercial Serviços e Outras Atividades, Rural, Poder Público fundações de direito público, autarquias, órgãos da União, Estado ou Município, Iluminação Pública, Serviço Público (tração elétrica, água esgoto e saneamento), Consumo Próprio (prédios das concessionárias de serviço público de eletricidade, canteiros de obras, usinas).

CMSE

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

CNPE

Conselho Nacional de Política Energética. O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país. É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

Cogeração

Produção de energia elétrica e térmica simultaneamente a partir de uma fonte de combustível. Exemplos típicos: 1) Uma caldeira produz vapor de alta pressão (podendo utilizar óleo, gás e/ou biomassa) que é entregue a um turbogerador que produz eletricidade entregando o vapor a baixa pressão para utilização no processo. 2) Um turbogerador (tipicamente a gás) gera eletricidade e o calor de sua exaustão é utilizado por uma caldeira de recuperação para produzir vapor a ser utilizado no processo. Os investimentos em plantas de cogeração costumam ser da ordem de US\$ 1000 por KW instalado e o preço da energia gerada pode ser adotado, para uma primeira avaliação, em US\$ 50 por MWh e US\$ 10 por tonelada de vapor incluindo-se todos os custos operacionais, depreciação e remuneração do capital.

Composição do potencial hidrelétrico brasileiro

O valor do potencial hidrelétrico brasileiro é composto pela soma de três parcelas: o que está em operação, o que está em construção e o que está em inventariado – sendo que a parcela do inventariado inclui inventário, projetos de viabilidade e projetos básicos.

Concessionária ou permissionária

Agente titular de concessão ou permissão federal para prestar o serviço público de energia elétrica.

Consumidor

Qualquer agrupamento de unidades consumidoras, global ou parcial, de uma mesma área de concessão de distribuição, definido pela concessionária ou permissionária e aprovado pela ANEEL.

Consumidor cativo

Consumidor que adquire energia de concessionária ou permissionária a cuja rede esteja conectado e segundo tarifas regulamentadas.

Consumidor Livre

Consumidor de energia que pode escolher sua empresa fornecedora e gerenciar suas necessidades da maneira mais conveniente, levando em conta preços, produtos e qualidade de serviços. Desde 2000, todos os consumidores com demanda superior a 3 MW e tensão maior que 69 kV são considerados clientes livres, mantidos os pré-requisitos dos contratos bilaterais vigentes. Consumidores que iniciaram suas atividades após a promulgação da lei e ligada em alta tensão, já são clientes livres, independentemente das suas variações em demanda de energia.

Consumo de energia elétrica

Quantidade de potência elétrica (kW) consumida num intervalo de tempo, sendo a unidade mais utilizada o (kWh) ou em pacotes de 1000 unidades (MWh).

Consumo Médio

Uma usina de 100 MW de potência entrega 36.000.000 kWh/mês (100 X 1.000 kWh por MWh X 24 horas X 30 dias X 50% de fator de carga). Considerando que a conta média residencial brasileira é de 150 kWh/mês, uma usina de 100 MW de potência atende a uma população residencial de 240.000 consumidores (36.000.000 / 150 = 240.000).

Conta de energia elétrica

Documento apresentado mensalmente a cada período de faturamento, à unidade consumidora, contendo os seguintes dados de forma genérica para exemplificar tanto unidades atendidas em baixa tensão, como, as em alta tensão: data de vencimento, data de leitura, código do cliente, consumo de energia ativa e reativa do mês, demanda máxima de potência registrada, fator de potência, histórico de consumo dos últimos 12 meses, espaço reservado para mensagens e informações, período de consumo, número do medidor, valor do tributo a ser recolhido, valor total a pagar, etc.

Contabilização do MAE

Processo de apropriação e registro das transações com energia elétrica entre os agentes que participam do MAE, determinando, em intervalos temporais definidos, a situação de cada agente (comprador e/ou vendedor) na condição de credor ou devedor no referido no Mercado.

Contrato de adesão

Instrumento contratual com cláusulas vinculadas às normas e regulamentos aprovados pela ANEEL, não podendo o conteúdo das mesmas ser modificado pela concessionária ou consumidor, a ser aceito ou rejeitado de forma integral.

Contrato de fornecimento

Instrumento contratual em que a concessionária e o consumidor responsável por unidade consumidora do Grupo "A" ajustam as características técnicas e as condições comerciais do fornecimento de energia elétrica.

Contrato de uso e de conexão

Instrumento contratual em que o consumidor livre ajusta com a concessionária as características técnicas e as condições de utilização do sistema elétrico local, conforme regulamentação específica.

Contratos Bilaterais

São contratos de compra e venda, negociados livremente entre as partes, refletindo as expectativas de ambas, em relação às condições futuras do mercado. Ao registrarem um contrato bilateral no MAE os negociadores evitam as incertezas da variação do preço Spot.

Contratos Iniciais

São contratos bilaterais de longo prazo firmados entre empresas geradoras e distribuidoras de energia, com preços fixados pela ANEEL no início da reestruturação do Setor. São os instrumentos da transição entre o regime anterior de preços administrados e o regime de preços negociados entre os agentes de mercado.

CRC

Conta de Resultados a Compensar. Até 1993, as empresas do setor elétrico tinham garantia de remuneração anual de 10% a 12% sobre seus investimentos. Mas, para combater a inflação, o governo passou a segurar reajustes de tarifas, reduzindo assim os resultados das distribuidoras. Com isso, elas passaram a ter direito a compensações, lançadas na Conta de Resultados a Compensar (CRC). Com o desmoronamento das finanças públicas na década de 80, o governo não tinha como quitar esses créditos das empresas, e as distribuidoras passaram a não ter como pagar seus devedores, principalmente as geradoras de eletricidade. Isso provocou um calote generalizado no setor elétrico, que foi resolvido com o encontro de contas de 1993, promovido pela lei 8.631/93, conhecida como "Lei Eliseu Resende". Para tentar evitar que as perdas do Tesouro Nacional com o encontro de contas do setor elétrico ficasse muito acima de US\$ 20 bilhões, o governo federal aplicou um redutor nos créditos da conta, antes de fazer o encontro de contas. Na maioria dos Estados, os 75% que sobraram da CRC foram suficientes para quitar as dívidas das distribuidoras de energia estaduais.

Custos Gerenciáveis

Vide definição de Parcela B.

Custos Não-Gerenciáveis

Vide definição de Parcela A.

CVA

Conta de Variação dos Itens da Parcela A. Criada para represar por doze meses os impactos negativos ou positivos da variação cambial nos custos não-gerenciáveis das tarifas. A conta é atualizada anualmente pela taxa Selic.

DEC

Duração equivalente de interrupção por unidade

Demanda

Média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.

Demanda Contratada

Demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

Demanda contratada fora de ponta

Valor da demanda contratada para o horário fora de ponta.

Demanda contratada ponta

Valor da demanda contratada para o horário de ponta.

Demanda de ultrapassagem

Parcela da demanda medida que excede o valor da demanda contratada, expressa em quilowatts (kW).

Demanda faturável

Valor da demanda de potência ativa, identificando de acordo com os critérios estabelecidos e considerada para fins de faturamento, com aplicação da respectiva tarifa, expressa em quilowatts (kW).

Demanda instantânea MW

Demanda requerida num determinado instante.

Demanda máxima fora de ponta

Maior valor de demanda verificado durante o horário de ponta.

Demanda máxima ponta

Maior valor de demanda verificado durante o horário de ponta.

Demanda média

Relação entre a quantidade de energia elétrica utilizada durante um período de tempo definido e esse mesmo período.

Demanda Medida

Maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW).

DIC

Duração de interrupção individual por unidade. Intervalo de tempo que, no período de observação, em cada unidade consumidora ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica.

DMIC

Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora Tempo máximo de interrupção contínua, da distribuição de energia elétrica, para uma unidade consumidora qualquer.

Eletricidade

Eletricidade é uma energia derivada que pode ser produzida a partir da maioria das formas energéticas. O mais importante processo da sua produção consiste em recorrer a um gerador ou alternador que converte a energia mecânica fornecida por um processo térmico ou por uma

turbina hidráulica. Na maioria das suas aplicações, a eletricidade é uma energia de rede que deve ser produzida no momento do seu consumo.

Energia Armazenada

Energia equivalente de água armazenada em um reservatório acima da cota mínima normal.

Energia Assegurada

Referente a cada usina hidrelétrica, constitui o seu limite de contratação. Trata-se da fração a ela alocada da energia assegurada global do sistema. Esta alocação da energia assegurada e suas revisões são propostas em conjunto pelo ONS e o planejamento setorial, sendo homologadas pela ANEEL. Decreto no 2.655, de 2 de julho de 1998.

Energia elétrica ativa

Energia elétrica que pode ser convertida em outra forma de energia, expressa em quilowatts-hora (kWh).

Energia elétrica reativa

Energia elétrica que circula continuamente entre os diversos campos elétricos e magnéticos de um sistema de corrente alternada, sem produzir trabalho, expressa em quilovolt-ampère-reativo-hora (kvarh).

Energia hidráulica

A utilização da energia cinética e potencial das águas pela humanidade remonta a tempos imemoriais, já que desde sempre se instalaram variados dispositivos nas margens e nos leitos dos rios. Foi, porém, no século XIX que o aproveitamento dessa forma de energia se tornou mais atraente do ponto de vista econômico, pois, com a invenção dos grupos geradores de energia elétrica e a possibilidade do transporte de eletricidade a grandes distâncias, se conseguiu obter um elevado rendimento econômico desse aproveitamento.

EPE

Empresa de Pesquisa Energética. Instituída pela Lei nº. 10.847/04 e criada pelo Decreto nº. 5.184/04, a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

ESS

O Encargo de Serviços do Sistema consiste basicamente num valor em R\$/MWh correspondente à média dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, e que não estão incluídos no preço MAE. Este valor é pago por todos os agentes de consumo do MAE, na proporção do consumo medido correspondente, contratado ou não. Em mercados energéticos consolidados, os custos normalmente incluídos no ESS são: - Restrições de operação - Capacidade adicional - Serviços Ancilares - Testes de disponibilidade - Ofertantes de redução de carga - Aplicação de penalidades.

Estrutura tarifária

Conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência ativas de acordo com a modalidade de fornecimento.

Estrutura tarifária convencional

Estrutura caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano.

Estrutura tarifária horo-sazonal

Estrutura 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, conforme especificação a seguir: a) Tarifa Azul: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia. b) Tarifa Verde: modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência. c) Horário de ponta (P): período definido pela concessionária e composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, “Corpus Christi”, dia de finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico. d) Horário fora de ponta (F): período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta. e) Período úmido (U): período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte. f) Período seco (S): período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro.

Faixa Capacitiva

Período diário de 6 horas consecutivas, compreendido, a critério da Concessionária, entre 23h30 e 06h30.

Faixa Indutiva

Período diário complementar ao definido para a faixa capacitiva.

Fator de capacidade

Relação entre a carga própria de energia e a capacidade instalada de uma instalação ou conjunto de instalações.

Fator de Carga

Reflete a capacidade de entrega de energia de uma fonte geradora. Exemplo: uma usina de 100 MW de potência entrega 36.000.000 kWh/mês se seu fator de carga for de 50% (100 X 1.000 kWh por MWh X 24 horas X 30 dias X 50% de fator de carga). Considerando que a conta média residencial brasileira é de 150 kWh/mês, uma usina de 100 MW de potência atende a uma população residencial de 240.000 consumidores (36.000.000 / 150 = 240.000)

Fator de demanda

Razão entre a demanda máxima num intervalo de tempo especificado e a carga instalada na unidade consumidora.

Fator de Potência

É a relação entre a energia ativa e a energia reativa para cada unidade consumidora. O fator de potência indica qual a porcentagem da energia total fornecida que é efetivamente utilizada como energia ativa. Assim, o fator de potência mostra o grau de eficiência do uso dos sistemas elétricos. Valores altos de fator de potência (próximos a 1,0) indicam uso eficiente da energia elétrica, enquanto fatores baixos indicam seu mau aproveitamento, além de representar uma sobrecarga para todo sistema elétrico. O fator de potência máximo autorizado pela resolução 456 da ANEEL é de 0,92. Ou seja, clientes que tenham fator de potência menores terão sua energia e/ou demanda reativa excedentes cobradas em conta. Os principais fatores para um baixo fator de potência são: motores e transformadores operando "em vazio" ou com pequenas

cargas, motores e transformadores superdimensionados, máquinas de solda, lâmpadas de descarga (fluorescentes, vapor de mercúrio, vapor de sódio) sem reatores de alto fator de potência. A instalação de bancos de capacitores pode reduzir o excedente em até 100%.

Fator de potência mínima diário

Menor valor do fator de potência verificado no período de 0h e 24h, diariamente.

Fatura de energia elétrica

Nota fiscal que apresenta a quantia total que deve ser paga pela prestação do serviço público de energia elétrica, referente a um período especificado, discriminando as parcelas correspondentes.

FEC

Frequência equivalente de interrupção por unidade. Número de interrupções ocorridas, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

FIC

Frequência equivalente de interrupção individual por unidade. Número de interrupções ocorridas, no período de observação, em cada unidade consumidora.

Grupo A

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão inferior a 2,3 kV a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo nos termos definidos no art. 82, caracterizado pela estruturação tarifária binômica e subdividido nos seguintes subgrupos: a) Subgrupo A1 - tensão de fornecimento igual ou superior a 230 kV; b) Subgrupo A2 - tensão de fornecimento de 88 kV a 138 kV; c) Subgrupo A3 - tensão de fornecimento de 69 kV; d) Subgrupo A3a - tensão de fornecimento de 30 kV a 44 kV; e) Subgrupo A4 - tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV; f) Subgrupo AS - tensão de fornecimento inferior a 2,3 kV, atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição e faturadas neste Grupo em caráter opcional.

Grupo B

Grupamento composto de unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, ou, ainda, atendidas em tensão superior a 2,3 kV e faturadas neste Grupo nos termos definidos nos arts. 79 a 81, caracterizado pela estruturação tarifária monômica e subdividido nos seguintes subgrupos: a) Subgrupo B1 - residencial; b) Subgrupo B1 - residencial baixa renda; c) Subgrupo B2 - rural; d) Subgrupo B2 - cooperativa de eletrificação rural; e) Subgrupo B2 - serviço público de irrigação; f) Subgrupo B3 - demais classes; g) Subgrupo B4 - iluminação pública.

Grupos Geradores

Equipamentos destinados à produção de energia elétrica a partir de diesel, óleo pesado ou gás. São usados em caso de emergência (interrupção do fornecimento de energia pela concessionária) ou nos horários em que a tarifa da concessionária é maior que o seu custo de geração.

Horário de Ponta

Período definido pela Concessionária e composta de 3 (três) horas diárias consecutivas, exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, dia de Finados e os demais feriados definidos por lei federal, considerando as características do seu sistema elétrico.

Horas fora de ponta

Período composto do conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta.

ICMS

Tributo de competência dos Governos Estaduais e do Distrito Federal, previsto no parágrafo 3o do artigo 155 da Nova Constituição Federal. O ICMS é cobrado de forma diferenciada na conta de energia elétrica no território brasileiro. Cada Estado da Federação definiu um valor de alíquotas que são aplicados às diferentes classes de consumidores. A energia elétrica está sujeita a incidência do ICMS por ser considerada uma mercadoria. O ICMS incide sobre o fornecimento de energia elétrica e é devido por alíquotas aplicáveis sobre o importe da conta. Na classe residencial, a aplicação da alíquota é de acordo com o consumo mensal. O ICMS é calculado sobre o importe da conta de energia, segundo a seguinte fórmula: $ICMS = (I \times A) / (100 - A)$ onde I= importe da conta em R\$ e A= alíquota do ICMS No Estado de São Paulo, o ICMS sobre energia elétrica foi instituído pela Lei Estadual no. 6374, de 01/03/89, com alíquotas de: 18% para as classes industrial, comercial, poder público, iluminação pública, consumo próprio. Isenção para a classe residencial com consumo de até 50 kWh, 12% para consumo no intervalo de $51 < \text{consumo} \leq 200$ kWh, 25% para consumo > 200 kWh, 18% para unidades rurais ligadas sem Inscrição Estadual, 12% para unidades rurais ligadas com Inscrição Estadual, 18% para Serviço Público subclasses água, esgoto, saneamento e Serviço Público Municipal, 12% para Serviço Público subclasses tração elétrica urbana e ferroviária. O "Total da Conta" de energia elétrica - é o resultado do Importe + ICMS apurados. O "Importe" - é a parcela da conta de energia elétrica resultado da aplicação das tarifas respectivas (de demanda e consumo), sobre a demanda faturável e o consumo total medido, ou seja, $(kW \times R\$) + (kWh \times R\$)$.

Indicador de continuidade

Representação quantificável do desempenho de um sistema elétrico, utilizada para a mensuração da continuidade apurada e análise comparativa com os padrões estabelecidos.

Instalação elétrica

Conjunto de obras de engenharia civil, edifícios, máquinas, aparelhos, linhas e acessórios que servem para a produção, conversão, transformação, transporte, distribuição e utilização de energia elétrica.

IRT

Índice de Reajuste Tarifário

Linha

Conjunto de condutores, isoladores e acessórios, usado para o transporte ou distribuição de eletricidade.

Linha de distribuição

Equipamentos elétricos utilizados para a distribuição da energia elétrica aos seus consumidores finais, operando com baixas tensões.

Linha de transmissão

Equipamentos elétricos utilizados para o transporte de energia elétrica entre o centro gerador e o centro consumidor, operando com altas tensões.

Liquidação

Processo de compensação financeira dos débitos e créditos contabilizados no âmbito do MAE, referentes à compra e venda de energia elétrica no Mercado de Curto Prazo.

MAE

Mercado Atacadista de Energia Elétrica: Entidade privada formada pelos agentes do mercado atacadista. Seu objetivo é o de definir as regras e procedimentos comerciais, incluindo representantes de todos os segmentos desse mercado. (O Governo Federal recentemente determinou alterações ainda não detalhadas no MAE).

Medidas de frequência

Hertz = Hz

Medidas de potência

Watt = W kilowatt = kW (1.000 x 1 W) Megawatt = MW (1.000.000 x 1 W) Gigawatt = GW (1.000.000.000 x 1 W)

Medidas de potência por unidade de tempo

kWh = consumo ou produção de 1 kW durante 1 hora. MWh = consumo ou produção de 1 MW durante 1 hora. GWh = consumo ou produção de 1 GW durante 1 hora. kWmês = consumo ou produção de 1 kW durante 1 mês. MWmês = consumo ou produção de 1 MW durante 1 mês. GWmês = consumo ou produção de 1 GW durante 1 mês. kWano = consumo ou produção de 1 kW durante 1 ano. MWano = consumo ou produção de 1 MW durante 1 ano. GWano = consumo ou produção de 1 GW durante 1 ano.

Medidas de tensão

Volt = V kiloVolt = kV (1.000 x 1V)

Mercado de curto prazo

Segmento do MAE onde é transacionada a energia elétrica não contratada bilateralmente, as eventuais sobras de contratos bilaterais de compra de energia elétrica firmados pelos agentes da Categoria Consumo e as insuficiências em relação aos contratos bilaterais de venda de energia elétrica de responsabilidade dos agentes da Categoria Produção.

Metas de continuidade

Padrões estabelecidos pela ANEEL, para os indicadores de continuidade, a serem respeitados mensalmente, trimestralmente e anualmente, para períodos preestabelecidos.

MME

Ministério de Minas e Energia.

Modalidades tarifárias

Tipos de tarifas reguladas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica, classificadas em tarifas horosazonais, caracterizadas por apresentarem preços diferenciados de demanda e consumo de energia elétrica de acordo com as horas do dia (ponta e fora de ponta) e os períodos do ano (seco e úmido). Tarifa Azul: caracterizasse pela aplicação de preços diferenciados de demanda e consumo de energia elétrica para os horários de ponta e fora de ponta e para os períodos seco e úmido. Tarifa Verde: caracteriza-se pela aplicação de um preço único de demanda, independente de horário e período e preços diferenciados de consumo, de acordo com as horas do dia e períodos do ano.

Modulação de consumo

O índice de modulação de consumo é a relação do consumo na ponta sobre o consumo total: $(CP / CT) * 100$ O Índice de modulação de consumo pode variar em condições ideais aproximadamente entre 0 e 11%. O preço médio da energia elétrica (R\$/MWh) se reduz na medida em que se decresce o índice de modulação de consumo até 0%.

MRE

Mecanismo de Realocação de Energia Mecanismo financeiro de compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam seus participantes, decorrentes particularmente dos efeitos da otimização centralizada do sistema sobre os níveis de geração de cada usina.

ONS

Operador Nacional do Sistema Elétrico: Entidade privada responsável pela operação centralizada do sistema elétrico.

Padrão de continuidade

Valor limite de um indicador de continuidade aprovado pela ANEEL e utilizado para a análise comparativa com os indicadores de continuidade apurados.

Parcela A

Custos Não-Gerenciáveis pelas Distribuidoras: Impostos, Encargos, Subsídios e Compra de Energia (incluindo a energia de Itaipu, denominada em dólares). Considerando-se a tarifa média brasileira, 73% do valor da tarifa advém da Parcela A.

Parcela B

Parcela da tarifa que engloba os Custos Gerenciáveis pelas empresas distribuidoras de energia elétrica.

PCH

Pequena Central Hidrelétrica. Definição adotada pela Eletrobras no mercado nacional de energia.

Pedido de fornecimento

Ato voluntário do interessado que solicita ser atendido pela concessionária no que tange à prestação de serviço público de fornecimento de energia elétrica, vinculando-se às condições regulamentares dos contratos respectivos.

Penalidades

Sistema ou conjunto de sanções definidas pela ANEEL, aplicável em caso de inobservância ou descumprimento das Regras de Mercado ou dos Procedimentos de Mercado.

Perdas elétricas

Sempre que uma corrente elétrica percorre um condutor ocorrem perdas. Essas perdas são ocasionadas pela resistência do condutor, sob forma de calor. Esse efeito é conhecido como "Efeito Joule".

Período hidrológico crítico ou período crítico

Período no qual, em virtude de condições hidrológicas desfavoráveis, o armazenamento projetado do sistema é inteiramente utilizado para o fim de produzir energia ou, período de uma série histórica ou simulada que necessita um maior volume armazenado para produzir uma vazão especificada. É geralmente definido a partir do início da utilização do armazenamento até o seu preenchimento.

Período seco (S)

(1) Período de 7 (sete) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de maio a novembro. (2) Período do ano hidrológico caracterizado, historicamente, pela menor incidência de precipitações.

Período úmido

Período de 5 (cinco) meses consecutivos, compreendendo os fornecimentos abrangidos pelas leituras de dezembro de um ano a abril do ano seguinte.

Pico de demanda

Máxima demanda instantânea requerida num intervalo de tempo (dia, mês, ano, etc.).

PIE

Produtor Independente de Energia. Definição adotada no mercado nacional de energia e que corresponde ao produtor de energia (gerador) que vende sua produção no mercado.

PLD

Preço de Liquidação de Diferenças definido pela CCEE para contabilizar e liquidar eventuais diferenças entre a quantidade de energia elétrica contratada e os valores reais verificados.

Ponto de entrega

Ponto de conexão do sistema elétrico da concessionária com as instalações elétricas da unidade consumidora, caracterizando-se como o limite de responsabilidade do fornecimento.

Potência

Quantidade de energia elétrica solicitada na unidade de tempo, expressa em quilowatts (kW).

Potência aparente ou total

(volt x ampère) Resultado da soma da potência ativa (W), (parcela efetivamente transformada em potência mecânica, térmica e luminosa), mais a potência reativa (Var), (parcela transformada em campo magnético necessário ao funcionamento de equipamentos como motores, transformadores e reatores).

Potência bruta

Potência elétrica nos terminais do gerador

Potência de mínimo técnico

A mais baixa potência com que uma central pode funcionar em condições técnicas corretas.

Potência disponibilizada

Potência que o sistema elétrico da concessionária deve dispor para atender às instalações elétricas da unidade consumidora, segundo os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL 456/2000 e configurada nos seguintes parâmetros: a) unidade consumidora do Grupo "A": a demanda contratada, expressa em quilowatts (kW); b) unidade consumidora do Grupo "B": a potência em kVA, resultante da multiplicação da capacidade nominal ou regulada, de condução de corrente elétrica do equipamento de proteção geral da unidade consumidora pela tensão nominal, observado no caso de fornecimento trifásico, o fator específico referente ao número de fases.

Potência elétrica

Intensidade dos efeitos de luz e calor. Um exemplo é a lâmpada, que é a potência elétrica transformada em potência luminosa e térmica. Capacidade nominal de um equipamento para produzir trabalho. Produto da tensão (V) pela corrente elétrica (I), ou seja, $Pot. = V \cdot I$. A unidade de potência elétrica é o Watt (W).

Potência elétrica disponível

Potência elétrica máxima que, em cada momento e em um determinado período, poderia ser obtida na central ou no grupo, na situação real em que se encontra nesse momento, sem considerar as possibilidades de colocação da energia elétrica que seria produzida.

Potência elétrica máxima possível

Maior potência elétrica que pode ser obtida em uma central ou em um grupo, durante um tempo determinado de funcionamento, supondo em estado de bom funcionamento a totalidade das suas instalações e em condições ótimas de alimentação (combustível ou água).

Potência instalada em consumidor

Soma das potências nominais de equipamentos elétricos de mesma espécie instalados na unidade consumidora e em condições de entrar em funcionamento.

Potência nominal

Capacidade instalada. Potência máxima em regime contínuo para a qual a instalação foi projetada. Normalmente vem indicada nas especificações fornecidas pelo fabricante e na chapa afixada nas máquinas.

Potência útil

Potência elétrica na saída da central.

PPT

Programa Prioritário de Termelétricidade.

Preço médio de energia - cálculo

Objetivo: O Preço Médio de Eletricidade é um parâmetro, como o próprio nome já diz, que define o custo da energia elétrica para uma unidade consumidora, resultado das tarifas aplicadas e o regime de operação. Principais variáveis necessárias ao cálculo: Demanda, Consumo, Fator de Carga e Índice de Modulação e tarifas de energia elétrica por classe de tensão e modalidades tarifárias. Metodologia de cálculo do preço médio. Comparação de Tarifas das diferentes modalidades tais como: azul, verde e binômia convencional, por subgrupo de tensão de fornecimento. Para ambas as modalidades tarifárias, são apresentadas para os períodos seco e úmido, e a média anual, na qual são ponderados os preços médios: $Pm\text{ anual} = (7 * Pm(\text{seco}) + 5 * Pm(\text{úmido})) / 12$. Alguns parâmetros são adotados para suporte de cálculo: CP/CT: Relação entre o consumo na ponta e o consumo total, esse parâmetro foi escolhido por ser comum às modalidades azuis e verde. Fator de Carga na Ponta e Fora da Ponta: medem a otimização entre o consumo de energia e sua demanda correspondente, para cada segmento horário. Para a modalidade verde, é feita uma média ponderada dos fatores de cargas para a obtenção do fator de carga geral. $FC = (66 * Fcp + 664 * Fcfp) / 730$ Resultado do Cálculo do "Preço Médio da Tarifa Azul" Nessa modalidade existe a segmentação horária na demanda (ponta e fora de ponta) e segmentação horo-sazonal no consumo (ponta e fora de ponta; seco e úmido). O resultado numérico do cálculo é mostrado em R\$/MWh. Resultado do Cálculo do "Preço Médio da Tarifa Verde Horo-Sazonal" Nessa modalidade não há diferenciação entre demanda na ponta e fora de ponta, existindo a tarifação para a demanda total, a qual é a máxima registrada no período de 15 minutos de integração, durante todo o período de fornecimento. Quanto ao consumo, há a segmentação horo-sazonal, existindo as tarifas na ponta e fora de ponta, além de tarifas nos períodos seco e úmido. Por isso, só são considerados dois parâmetros para cálculo, o CP/CT e o Fator de Carga total. Unidades: PM= R\$/MWh; TD= R\$/kW; TC= R\$/MWh; CP/CT= %; FC= %; IMOD= %

Procedimento do mercado

Conjunto de definições das atribuições e dos prazos necessários para operacionalizar as Regras do Mercado e de detalhamento da troca de informações entre os agentes do MAE.

Proinfa

Programa de Incentivo às Fontes Alternativas.

Qualidade de serviço de uma rede elétrica

Grau de conformidade com cláusulas contratuais entre distribuidor e consumidor, para uma entrega de energia elétrica num período de tempo determinado, ou, mais geralmente, grau de perturbação de uma alimentação de eletricidade. Os elementos a considerar para determinar a qualidade de serviço referem-se ao tempo de não fornecimento programado ou ocasional; ao respeito de condições de alimentação admissíveis relativas à queda de tensão máxima aceitável, ao vazio de tensão e ao nível das harmônicas de uma rede de corrente alternada. As cláusulas contratuais de um fornecimento de eletricidade e, conseqüentemente, a qualidade de serviço requerida, podem variar conforme a natureza dos aparelhos elétricos alimentados.

Ramal de ligação

Conjunto de condutores e acessórios instalados entre o ponto de derivação da rede da concessionária e o ponto de entrega.

Rede de distribuição

Rede destinada à distribuição de energia elétrica no interior de uma região delimitada. Conjunto de instalações de distribuição de energia elétrica, com tensão inferior a 230kV ou instalações em tensão igual ou superior, quando especificamente definidas pela ANEEL.

Rede elétrica

Conjunto de linhas e outros equipamentos ou instalações elétricas, ligados entre si, permitindo o movimento de energia elétrica. Um sistema interligado de linhas de transmissão elétrica, transformadores, chaves e outros equipamentos ligados de forma a prover a transmissão confiável de energia elétrica de geradores múltiplos para centros de carga múltiplos. Uma rede implica em redundância, graças ao uso de múltiplos caminhos paralelos de fluxo. .

Redes de transmissão

Conjunto de linhas de transmissão utilizadas para o transporte de energia.

Regras do mercado

Conjunto de normas comerciais definidas pela ANEEL e de cumprimento obrigatório pelos agentes no âmbito do MAE.

Regulação primária

Modificação da potência da turbina pelo seu regulador, em função da velocidade de rotação(frequência).

Religação

Procedimento efetuado pela concessionária com o objetivo de restabelecer o fornecimento à unidade consumidora, por solicitação do mesmo consumidor responsável pelo fato que motivou a suspensão.

Repartidor de cargas

Órgão cuja função é comandar a entrada em serviço e a saída dos grupos e das centrais, repartindo as cargas. Em geral comanda igualmente a interligação das redes diretamente interessadas.

Represa/reservatório

Grande depósito formado artificialmente fechando um vale mediante diques ou barragens e no qual se armazenam as águas de um rio com o objetivo de as utilizar na regularização de caudais, na irrigação, no abastecimento de água, na produção de energia elétrica, etc.

RGR

Reserva Global de Reversão, encargo gerido pela Eletrobrás para constituir um fundo (Fundo de Reversão) que seria, originalmente, usado para reverter concessões com desempenho

insatisfatório. Atualmente tem sido usada para financiar a universalização dos serviços de energia elétrica.

RTE

Reajuste Tarifário Extraordinário: Aumento extraordinário de tarifa, por prazo limitado, autorizado com o objetivo de restabelecer, ao menos parcialmente, o equilíbrio econômico-financeiro das empresas do setor. Tal equilíbrio foi rompido em decorrência do racionamento e do não repasse de custos não-gerenciáveis.

RTP

Revisão Tarifária Periódica

Sala de comando

Local onde estão instalados os controles que comandam os equipamentos elétricos responsáveis pelo funcionamento da subestação, como proteção, chaveamento, etc.

SCL

Sistema de contabilização e liquidação Sistema que compreende os processos de contabilização, conciliação e liquidação financeira, constituído de um conjunto de programas, regras e procedimentos, com os objetivos de registrar a compra e venda de energia elétrica no âmbito do MAE, a valoração das transações não cobertas por contratos bilaterais e o gerenciamento das transferências financeiras entre os membros do MAE.

Self Dealing

Define regime em que as distribuidoras geram sua própria energia. A "taxa de self dealing" define a parcela de energia que as distribuidoras podem gerar.

Serviço essencial

Todo serviço ou atividade caracterizado como de fundamental importância para a sociedade, desenvolvido nas unidades consumidoras a seguir exemplificadas: a) serviço público de tratamento de água e esgoto; b) processamento de gás liquefeito de petróleo e combustíveis; c) estabelecimento hospitalar público ou privado; d) transporte coletivo; e) serviço público de tratamento de lixo; f) serviço público de telecomunicações; g) centro de controle de tráfego aéreo; e h) segurança pública.

Ship or Pay

Tipo de contrato em que o comprador de um produto se compromete a pagar pelo transporte de determinada quantidade independentemente de esta ser ou não transportada. No setor elétrico, normalmente se refere à contratação de capacidade de transporte de gás natural em gasodutos independentemente de essa capacidade ser ou não utilizada (ver "Take or Pay").

SIN

Sistema Interligado Nacional

Spot (Mercado Spot)

O mercado Spot ou mercado de energia livre funciona como uma Bolsa de Mercadorias. Toda a energia elétrica faltante ou excedente dos Contratos Bilaterais é, respectivamente, comprada e vendida no MAE, a um preço único - preço do MAE ou preço Spot -, que é calculado por um modelo de preços.

Subestação

Equipamentos que comutam, mudam ou regulam a voltagem elétrica. Uma usina de energia elétrica que funciona como ponto de controle e transferência em um sistema de transmissão elétrica. As subestações direcionam e controlam o fluxo energético, transformam níveis de voltagem e funcionam como pontos de entrega para consumidores industriais. Parte das

instalações elétricas da unidade consumidora atendida em tensão primária de distribuição que agrupa os equipamentos, condutores e acessórios destinados à proteção, medição, manobra e transformação de grandezas elétricas.

Subestação de transformação

Conjunto de equipamentos que tem como tarefa transformar os níveis de tensão para os valores apropriados para determinado uso. Por exemplo, para o transporte da energia elétrica dos centros geradores aos centros consumidores, os níveis de tensões apropriados são os que se enquadram nos valores de alta tensão, então são necessárias subestações de transformação elevadoras.

Subestação transformadora compartilhada

Subestação particular utilizada para fornecimento de energia elétrica simultaneamente a duas ou mais unidades consumidoras.

Submercados

Subdivisões do sistema interligado, correspondentes às áreas de mercado, para as quais o MAE estabelecerá preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão.

Subsídio Cruzado

Transferência de recursos entre duas categorias de consumidores. No caso da energia elétrica, a tarifa para os consumidores residenciais de alta renda é mais elevada para subsidiar uma tarifa mais baixa para os consumidores industriais e os residenciais de baixa renda.

Take or Pay

Tipo de contrato em que o comprador de um produto se compromete a pagar por determinada quantidade independentemente de esta ser ou não fornecida. No setor elétrico, normalmente se refere a contratos de fornecimento de gás natural em que determinada quantidade por período deve ser paga, seja ou não consumida (ver "Ship or Pay").

Tarifa

Preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potência ativas. Valor homologado pelo Poder Concedente para a prestação de serviço público de energia elétrica.

Tarifa Azul

Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de tarifas diferenciadas de demanda de potência de acordo com as horas de utilização do dia.

Tarifa binômia

Conjunto de tarifas de fornecimento constituído por preços aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável.

Tarifa fio

Refere-se ao custo de transporte da energia elétrica gerada ou consumida e está relacionada com os investimentos feitos para construção destas redes.

Tarifa de ultrapassagem

Tarifa aplicável sobre a diferença positiva entre a demanda medida e a contratada, quando exceder os limites estabelecidos.

Tarifa monômia

Tarifa de fornecimento de energia elétrica constituída por preços aplicáveis unicamente ao consumo de energia elétrica ativa.

Tarifa Verde

Modalidade estruturada para aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica de acordo com as horas de utilização do dia e os períodos do ano, bem como de uma única tarifa de demanda de potência.

Tarifação de energia elétrica

Sistema organizado de tabelas de preços correspondentes às diversas classes de serviço oferecidas às unidades consumidoras, aprovadas e reguladas pela ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica.

Telecomando centralizado

Método de ligar e desligar grupos de consumidores da rede de distribuição.

Tensão de fornecimento de energia elétrica

Nível de tensão de transformação em que a unidade consumidora é atendida. São classificadas pela concessionária em Grupo A (Grupo alta tensão); A1, A2, A3a, A4, As (subterrâneo) e Grupo B (Grupo baixa tensão); B1, B2, B3. A sua unidade de medida é o Volt (V).

Tensão Nominal

Valor de tensão especificado pelo fabricante, sob o qual o equipamento opera em condições ideais.

Tensão primária de distribuição

Tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária com valores padronizados iguais ou superiores a 2,3 kV.

Tensão secundária de distribuição

Tensão disponibilizada no sistema elétrico da concessionária com valores padronizados inferiores a 2,3 kV.

Transformadores

Equipamentos que transferem energia elétrica de um circuito a outro, mantendo a mesma frequência e variando a tensão de trabalho.

TUSD

Tarifas de uso do sistema de distribuição

TUST

Tarifas de uso do sistema de transmissão

UHE

Usina hidrelétrica.

Unidade consumidora

Intervalo de tempo em que ocorreu descontinuidade da distribuição de energia elétrica, em média, no período de observação, em cada unidade consumidora do conjunto considerado.

UTE

Usina termelétrica.

Valor líquido da fatura

Valor em moeda corrente resultante da aplicação das respectivas tarifas de fornecimento, sem incidência de imposto, sobre as componentes de consumo de energia elétrica ativa, de demanda

de potência ativa, de uso do sistema, de consumo de energia elétrica e demanda de potência reativas excedentes.

Valor mínimo faturável

Valor referente ao custo de disponibilidade do sistema elétrico, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do Grupo "B", de acordo com os limites fixados por tipo de ligação.

Watt (W)

Unidade de Potência. Define a capacidade de geração de energia por unidade de tempo. Ex: uma usina com potência instalada de 300 MW gera 300 milhões de Wh (Watt-hora) por hora.

Watt-hora (Wh)

Unidade de Energia. Define a quantidade de energia gerada num certo período. O consumo médio brasileiro é de 150 kWh/mês, ou 150 mil Wh por mês.

APÊNDICES

APÊNDICE A

Histórico dos Leilões de Energia Elétrica

a) 1º Leilão de Energia Existente (Mega-Leilão)

Foi realizado em 07.12.2004, onde os Produtos possuem início de suprimento em 2005, 2006 e 2007, com duração de 8 anos. A venda realizada pelos geradores que possuíam energia existente não foi suficiente para o pleno atendimento da demanda solicitada pelas distribuidoras participantes do certame.

b) 2º Leilão de Energia Existente (Mega-Leilão)

Foi realizado em 02.04.2005, com produtos cujo início do suprimento ocorrerá em 2008 e 2009, por meio de contratos com prazo de 8 anos. Houve frustração da demanda para o produto com início de suprimento em 2008, e não houve negociação para o produto com início de suprimento em 2009.

c) 3º Leilão de Energia Existente

Foi realizado em 11.10.2005, cujo Produto possui início de suprimento em 2006 com prazo de 3 anos. Foi especialmente criado para “cobrir” a frustração de demanda verificada no 1º leilão de energia existente. Não se verificou frustração da demanda solicitada pelas concessionárias de distribuição.

d) 4º Leilão de Energia Existente

Foi realizado em 11.10.2005, com Produtos que prevêm início de suprimento em 2009, por meio da celebração de contratos com prazo de 8 anos. Foi verificada a existência de frustração da demanda.

e) 1º Leilão de Energia Nova (Leilão de Transição)

Foi realizado em 16.12.2005, com Produtos para início de suprimento em 2008, 2009 e 2010 e contratos com prazos de 30 anos para fonte hidro e de 15 anos para fonte

termo. Foi verificada frustração da demanda para os produtos com início de suprimento em 2008 e 2009.

f) 2º Leilão de Energia Nova (A-3)

Foi realizado em 29.06.2006, com Produto para início de suprimento em 2009 e contratos com prazos de 30 anos para fonte hidro e de 15 anos para fonte termo. Não se verificou frustração da demanda solicitada.

g) 3º Leilão de Energia Nova (A-5)

Foi realizado em 10.10.2006. O objeto do certame foi leiloar Produto para início de suprimento em 2011, por meio de contratos com prazos de 30 anos para fonte hidroelétrica e de 15 anos para fonte termoelétrica. Foi verificada frustração da demanda nos níveis declarados pelos agentes.

h) 5º Leilão de Energia Existente (A-1)

Foi realizado em 14.12.2006, com Produtos para início de suprimento em 2009 e contratos com prazo de 8 anos, sendo verificada frustração da demanda.

i) 1º Leilão de Fontes Alternativas

Foi realizado em 18.06.2007, por meio da licitação de Produtos para início de suprimento em 2010 e contratos com prazos de 30 anos para fonte hidroelétrica e de 15 anos para outras fontes, com frustração de demanda.

j) 4º Leilão de Energia Nova (A-3)

Foi realizado em 26.07.2007, por meio da licitação de Produto com início de suprimento em 2011 e contratos com prazos de 30 anos para fonte hidro e de 15 anos para fonte termo. Não se verificou frustração de demanda.

Referências Bibliográficas

- CASTRO, M.A.L. Análise dos Riscos de uma Distribuidora Associados à Compra e Venda de Energia no Novo Modelo do Setor Elétrico. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação ENE.DM - 198/04, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 136p., 2004
- CORREIA T. B., MELO E., DA COSTA A. M. e DA SILVA A. J. “Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado”. Assessoria Econômica do Ministério de Minas e Energia – MME, 2005.
- COOPERS & LYBRAND. “Etapa VII - Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro - Relatório Consolidado Etapa VII – 1”. Volume I: Sumário Executivo Dez. 1997.
- FALCÃO D. M., “Planejamento em Ambiente Competitivo (Análise Técnico-Econômica de Sistemas de Energia Elétrica)”, Notas de aula, COPPE-Poli/UFRJ. Disponível em: <http://www.nacad.ufrj.br/~falcao/eee641>
- HUNT S. “Making competition work in electricity”, New York: John Wiley & Sons, Inc, 2002
- LANDI M. “Energia elétrica e políticas públicas: a experiência do setor elétrico brasileiro no período de 1934 a 2005”, Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Tese de Doutorado, USP, São Paulo, 2006.
- MACHADO, OLDON. Riscos do Novo Modelo estão Concentrados na Distribuição. Artigo publicado no site: [http:// canalenergia.com.br](http://canalenergia.com.br).
- NASCIMENTO, José Carlos Alves do - Análise da livre concorrência e competitividade no setor elétrico brasileiro, Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Setembro 2007, 123 f.
- OLIVEIRA A. “Mercado Elétrico: Centralizar a Gestão de Riscos”, UFRJ, 2007.

PEDROSA, Paulo Jerônimo Bandeira de Mello, “Desafios da regulação do setor elétrico, modicidade tarifária e atração de investimentos Brasília :ANEEL, 2005. 17 p.

PORTAL BR, “Comercialização”. Documento eletrônico disponível em: <http://www.br.com.br/portalbr/calandra.nsf#http://www.br.com.br/portalbr/calandra.nsf/0/F6DDC02FB63ABD7303256DAD004CDB09?OpenDocument&SEnergia>. Acesso em 10/08/2007,

SCHWEPPE F. C., CARAMANIS M.C. and BOHN R. E., Spot Pricing of Electricity, Kluwer Academic Publishers, Norwell, MA, 1988.

VELLOSO L. “Aspectos Jurídicos relevantes da Regulação do Novo Setor Elétrico Brasileiro”, Disponível no site Internet: http://www.editoraimpetus.com.br/art_publicados.php?chave=117, Acesso em: 22/11/2007.

ANEEL. Apresentação realizada sobre o funcionamento e a regulação do mercado brasileiro na VIII Reunião Anual Ibero-Americana de Reguladores de Energia. Rio de Janeiro, 24 de maio de 2004

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, informações técnicas obtidas por meio de seu site : <http://www.ons.org.br>.

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. **Lei nº 10.847/04**. Diário Oficial, 16 de março de 2004

BRASIL, CONGRESSO NACIONAL. **Lei nº 10.848/04**. Diário Oficial, 16 de março de 2004

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.081/04**. Diário Oficial, 14 de maio de 2004

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.163/04**. Diário Oficial, 30 de julho de 2004.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.175/04**. Diário Oficial, 09 de agosto de 2004

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.175/04**. Diário Oficial, 10 de agosto de 2004.

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.177/04**. Diário Oficial, 16 de agosto de 2004

BRASIL, PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 5.184/04**. Diário Oficial, 16 de agosto de 2004

BRASIL, CCEE, Regras de Comercialização, agosto de 2004.

MME – Ministério de Minas e Energia: **Modelo Institucional do Setor Elétrico**. Brasília, dezembro de 2003.