

RICARDO DE ABREU SAMPAIO CYRINO

CARLOS EDUARDO NÓBREGA ZELANTE MARYSSAEL DE CAMPOS

**GERENCIAMENTO DE RISCO DA COMPRA DE ENERGIA NO NOVO
MODELO DO SETOR ELÉTRICO**

Monografia apresentada à Escola Politécnica
da Universidade de São Paulo para obtenção
de certificado de Especialista em Energia –
MBA em Energia.

Área de Concentração: Energia

Orientador: Prof. Dr. Dorel Soares Ramos

São Paulo
2005

MBA/EN
2005
C993g

AUTORIZAMOS A REPRODUÇÃO E DIVULGAÇÃO TOTAL OU PARCIAL DESTE TRABALHO, POR QUALQUER MEIO CONVENCIONAL OU ELETRÔNICO, PARA FINS DE ESTUDO E PESQUISA, DESDE QUE CITADA A FONTE.

DEDALUS - Acervo - EPEL



31500017589

M 2005 BM

1642322

Cyrino, Ricardo de Abreu Sampaio

Gerenciamento de risco da compra de energia no novo modelo setor elétrico / R. de A.S. Cyrino, C.E.N.Z.M. de Campos. -- São Paulo, 2005.
162 p.

Monografia (MBA em Energia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia (Compra; Comercialização) 2.Gerenciamento de risco I.Campos, Carlos Eduardo Nóbrega Zelante Maryssael de II.Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. Programa de Educação Continuada em Engenharia III.t.

DEDICATÓRIA

À Silvia, Adriana e Cristiano e aos meus pais.

Ricardo Cyrino

À Luísa, Márcia, João Paulo, minhas irmãs e aos meus pais.

Carlos Campos

AGRADECIMENTOS

À AES Eletropaulo, pela oportunidade de aperfeiçoamento profissional, destacando a grande visão empreendedora de seu corpo diretivo na valorização de seu patrimônio humano.

Aos colegas da diretoria de Suprimento de Energia da AES Eletropaulo, pela leitura e valiosas contribuições ao trabalho.

Ao amigo e professor Dorel Soares Ramos, pela orientação e apoio no desenvolvimento deste trabalho.

E a todos aqueles que, de maneira direta ou indireta, contribuíram para a realização deste trabalho.

Os autores

Ao amigo Ricardo Antônio Gobbi Lima, pelas lições de liderança e de vida e pelo constante estímulo e incentivo para meu desenvolvimento profissional.

Ao colega Carlos Campos, pela confiança, dedicação e empenho na elaboração conjunta deste trabalho.

À minha esposa e melhor amiga Silvia, por toda compreensão, apoio e incentivo sempre presentes em nossa união.

Aos meus filhos Adriana e Cristiano, pela motivação constante da busca por um mundo melhor.

Ricardo Cyrino

Os amigos de muitos anos, Cyro Vicente Boccuzzi e José Raimundo da Silva, pela confiança e apoio, e à Maria Tereza Moysés Travassos Vellano, importante referência para meu desenvolvimento profissional.

Ao meu amigo Ricardo Cyrino, pela dedicação e ensinamentos.

E, um eterno obrigado à minha filha Luísa, à minha companheira Márcia e ao nosso João Paulo, que foram meus alicerces para a realização deste trabalho. Amo vocês.

Carlos Campos

EPÍGRAFE

Sem números, não há vantagens nem probabilidades; sem vantagens e probabilidades, o único meio de lidar com o risco é apelar para os deuses e o destino. Sem números, o risco é uma questão de pura coragem.

Peter L. Bernstein, em Desafio aos Deuses

RESUMO

Com a implantação, pelo Governo atual, do Novo Modelo para o Setor Elétrico, a atração de investimentos privados para a expansão da oferta de energia elétrica está calcada na obrigatoriedade de compra de energia por parte das empresas distribuidoras para atendimento da totalidade de seus mercados, através de contratação por meio de leilões públicos estabelecidos pelo Governo. Com isso, esta contratação de energia elétrica passou a ser fator relevante para a rentabilidade das empresas distribuidoras, pois foi introduzida uma alocação maior de risco ao negócio regulado de distribuição.

Assim, a contratação de energia elétrica pelas empresas distribuidoras passa a requerer uma nova especialização por parte dos técnicos do setor, pois exige uma previsão de mercado mais acurada e a adoção de novas técnicas de análise de risco.

O trabalho busca analisar essas alterações na regulamentação, e, para isso, faz um retrospecto da história do Setor Elétrico, desde seu início até a privatização das empresas, e a necessidade contínua de novos investimentos no Setor, cuja falta levou ao racionamento decretado em 2001.

Após esse período, ocorreram grandes mudanças na comercialização de energia elétrica no Setor, estabelecidas com a publicação, pelo Ministério de Minas e Energia, da Lei nº 10.848/04 e do Decreto nº 5.163/04, que a regulamentou. No trabalho é apresentada a metodologia de previsão de mercado, seus parâmetros e as incertezas inerentes ao processo, bem como a necessidade de maior precisão nestas

previsões. Em seguida, é feita uma análise detalhada das regras de contratação de energia elétrica, das penalidades e repasses para as tarifas.

Os riscos atrelados à contratação de energia elétrica foram qualificados e quantificados através de simulações de um caso prático, em que se analisa a efetividade dos mecanismos de mitigação de risco existentes no Modelo, aferindo se são suficientes para não expor as empresas distribuidoras a perdas financeiras elevadas. Para tanto, utiliza-se uma abordagem de valor em risco (VAR – Value At Risk).

Com o suporte dessas simulações, são identificados os principais instrumentos de mitigação e avaliados procedimentos de ajuste, para permitir maior gestão dos riscos na contratação de energia elétrica, preservando os princípios e objetivos propostos pelo Novo Modelo.

ABSTRACT

With the implementation of the new Electric Sector Model by the current Government, the attraction of private investments for the electric energy offer expansion is tied to the energy purchase obligatoriness, by the distribution companies to serve their total market, by contracting through public auctions established by the Government. This way, the electric energy contracting turned to be a relevant factor for the distribution companies yield, because a higher risk was applied to the regulated distribution business.

So, the electric energy contracting by the distribution companies started demanding a new specialization of the sector's technicians, because a more precise market forecast and new risk analyses techniques are required.

This study intends to analyze these regulation changes, and in order to accomplish with this goal, the Electric Sectors retrospect is provided, since the beginning up to the companies privatization, and the continuum need of new investments in the sector, which insufficiency lead to the rationing established in 2001.

After that period, great changes at the electric energy sector trading happened, established by the law nº 10.848/04 and the decree nº 5.163/04, published by the Mines and Energy Ministry. On this study, the market forecast methodology, its parameters and uncertainties, as well as the need of higher accurate forecasts are presented. The next step is a detailed analyzes of the electric energy contracts, the penalties and the tariff pass through.

The risks connected to the electric energy contract were qualified and quantified through a practice case study, in which it is analyzed the existing risk mitigation tools are enough to avoid the distribution companies exposure to high financial losses, using for this a value at risk approach.

This study identifies the main mitigation tools which could be adjusted to allow an efficient risk management on the electric energy contracting, preserving the principles and objectives proposed by the new model.

1	INTRODUÇÃO	12
2	AMBIENTE REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	16
	2.1 HISTÓRICO	16
	2.2 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO	34
	2.3 O PAPEL DOS AGENTES DO MERCADO.....	43
	2.3.1 Agente Distribuidor	43
	2.3.2 Agente Transmissor	45
	2.3.3 Agente Comercializador	45
	2.3.4 Agente Gerador	46
	2.3.5 Agente Consumidor Livre	47
	2.4 ALOCAÇÃO DE RISCOS ENTRE OS AGENTES DE MERCADO	47
	2.4.1 Os riscos do Agente Distribuidor	48
	2.4.2 Os riscos do Agente Comercializador	48
	2.4.3 Os riscos do Agente Gerador	48
	2.4.4 Os riscos do Agente Consumidor Livre	49
3	O PLANEJAMENTO DE MERCADO PARA CONTRATAÇÃO	50
	3.1 ACOMPANHAMENTO DA EVOLUÇÃO DO MERCADO	51
	3.2 ABORDAGEM DAS FORÇAS COMPETITIVAS DE MERCADO	51
	3.2.1 A entrada de novos concorrentes	52
	3.2.2 A ameaça de substitutos	53
	3.2.3 O poder de negociação dos compradores	56
	3.2.4 O poder de negociação dos fornecedores	58
	3.2.5 A rivalidade entre os concorrentes existentes	59
	3.3 ELASTICIDADE-REND A DA ENERGIA ELÉTRICA	59
	3.4 PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS.....	62
	3.5 METODOLOGIA DE PREVISÃO DE MERCADO	64
4	CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	67
	4.1 AS REGRAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	69
	4.2 APLICAÇÃO DE PENALIDADES POR INSUFICIÊNCIA DE CONTRATAÇÃO	72

4.3 INSTRUMENTO DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E PRODUTOS ASSOCIADOS	74
4.4 LIMITES DE REPASSE DE CUSTOS COM ENERGIA COMPRADA ÀS TARIFAS	77
4.4.1 Limites de repasse do montante de energia comprada	77
4.4.2 Limites de repasse do preço da energia comprada	78
4.4.3 Critérios de Repasse Tarifário	80
4.5 RISCOS NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	84
4.5.1 Riscos de Repasse Tarifário	86
4.5.2 Riscos de mercado	91
4.5.3 Riscos de Preços	92
4.5.4 Riscos de Volumes	95
4.5.5 Riscos regulatórios	101
4.6 GERENCIAMENTO DOS RISCOS NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA	102
4.7 MODELAGEM DA DECISÃO DE COMPRA DE ENERGIA	104
5 ESTUDO DE CASO PRÁTICO: A INFLUÊNCIA DAS VARIÁVEIS NO VALOR EM RISCO DA COMPRA DE ENERGIA E A SENSIBILIDADE DE POSSÍVEIS FLEXIBILIDADES NA REGULAMENTAÇÃO	112
5.1 ANÁLISE DO BALANÇO ENERGÉTICO DO SIN	112
5.2 OS PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA	117
5.2.1 Análise do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)	117
5.2.2 Análise dos Preços de Contratação de Energia Elétrica em Leilões	119
5.3 CENÁRIOS PARA AS SIMULAÇÕES	121
5.3.1 Cenários de mercado para as simulações da Contratação de Energia Elétrica	122
5.3.2 Cenários para o PIB e o mercado de energia elétrica	122
5.3.3 Demais variáveis e parâmetros das simulações	125
5.4 SIMULAÇÕES DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM CENÁRIOS DE MERCADO E PREÇOS	127
5.4.1 Definição dos níveis ótimos de contratação	129
5.4.2 Definição dos volumes de energia elétrica a serem contratados	131
5.4.3 Análise de sensibilidade da contratação de energia elétrica	132

5.4.4 Principais premissas de contratação de energia elétrica das simulações	133
5.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA ..	134
5.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PROBABILÍSTICAS	136
5.6.1 Análise da probabilidade de sobrecontratação ou subcontratação	139
5.6.2 Riscos financeiros associados aos volumes sem repasse tarifário	143
5.7 A POSSIBILIDADE DA CONTRATAÇÃO EM "A - 1"	144
5.7.1 Riscos financeiros associados aos volumes sem repasse tarifário	146
5.7.2 Probabilidade de sobrecontratação ou subcontratação	147
5.8 A APLICAÇÃO DE PENALIDADES POR SUBCONTRATAÇÃO	148
6 RECOMENDAÇÕES E CONCLUSÃO	152
6.1 PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DOS RISCOS DE VOLUME	153
6.2 PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DOS RISCOS DE PREÇOS	154
6.3 CONCLUSÕES	156
Lista de Siglas	157
Referências	160
Sites da internet	161

1 INTRODUÇÃO

Este trabalho tem por objetivo avaliar as condições de contratação de energia elétrica no Novo Modelo do Setor Elétrico e a mitigação dos riscos associados à compra de energia por uma empresa distribuidora. No modelo atual, o planejamento de mercado para contratação de energia elétrica é fator preponderante para uma correta sinalização da necessidade de expansão da geração de energia elétrica, uma vez que passou a exigir tomada de decisões para a contratação de energia elétrica com uma antecedência de até cinco anos. Assim, as projeções de consumo de energia elétrica das empresas de distribuição passaram a ter papel relevante no gerenciamento dos custos de aquisição de energia elétrica.

Essa necessidade de se antever o mercado traz atrelados riscos maiores, principalmente no que diz respeito aos volumes e preços. Desta forma, a proposta do trabalho é analisar as variáveis de risco associadas ao Novo Modelo, bem como se os instrumentos existentes para mitigar esses riscos da contratação são suficientes para corrigir as incertezas da previsão do mercado, realizada com tanta antecedência.

Nesse sentido, é feita uma abordagem pela história do Setor Elétrico, destacando-se cinco períodos de desenvolvimento: seu início, em 1879, com a inauguração da iluminação da Estrada de Ferro D. Pedro II; desde a década de 30 até o final da segunda Guerra Mundial, destacando os fatos mais importantes do Setor; o período compreendido entre esta última época citada até o início dos anos 80, quando se percebe claramente o viés estatizante dado ao Setor. Depois desses períodos, o trabalho mostra, com mais detalhes, a regulamentação pela qual o Setor passou, abordando as principais Leis e Decretos, em que se observa toda a

preparação regulatória ocorrida, com o objetivo de possibilitar a privatização das empresas do Setor.

Essa história tem seu rumo alterado pelo evento do racionamento, ocorrido nos anos de 2001 e 2002, e mais modificado ainda, com a entrada no Governo de outro partido político, que não aquele que preparou o Setor para a privatização, caracterizando então o quinto período.

Esse novo Governo aplica grande alteração no Setor, denominada de o Novo Modelo. Para que se analisem as alterações, são discutidos com mais detalhes no trabalho, a Lei nº 10.848/04 e o Decreto nº 5.163/04, que regulamentam essas modificações e discutidos, também, os impactos e riscos causados aos Agentes do Setor.

Dando seqüência, o trabalho apresenta uma contextualização de como é feita a projeção de mercado nas empresas distribuidoras, mostrando a evolução de mercado nos últimos anos e passando pelo racionamento e suas conseqüências nos hábitos dos consumidores, o que alterou, significativamente, o histórico do consumo de energia elétrica.

São analisadas também, as forças competitivas no mercado, sob o enfoque dado por Michael Porter, que mostra que um produto ou serviço está sujeito a regras de concorrência pelas cinco forças competitivas: a entrada de novos concorrentes, a ameaça de substitutos, o poder de negociação dos compradores, o poder de negociação dos fornecedores e a rivalidade entre os concorrentes existentes.

É abordada a inter-relação entre a elasticidade da demanda com a renda, muito influenciada pelas variações do Produto Interno Bruto (PIB) e suas projeções. Também há uma descrição da questão das perdas, técnicas e não técnicas

(comerciais), que têm influência no faturamento das empresas, mas sem impacto em seu volume de compra de energia elétrica.

São apresentadas as metodologias de previsão de mercado, realizadas através das relações de dependência entre as variáveis sócio-econômicas, demográficas, de ciclos econômicos e a necessidade por demanda de eletricidade.

A partir daí é discutida a contratação de energia elétrica, o detalhamento das regras de comercialização estabelecidas pela Lei nº 10.848/04 e regulamentadas pelo Decreto nº 5.163/04, a caracterização dos mercados regulado e livre, sendo apresentado como as distribuidoras têm que se preparar para enfrentar o desafio da compra antecipada de energia elétrica. São discutidas também as penalidades impostas às distribuidoras caso não comprem energia elétrica suficiente para atender 100% de seu mercado, bem como são mostrados os instrumentos e os produtos relacionados à essa contratação, no que diz respeito às necessidades de compras adicionais ou de redução para ajuste ao mercado. Descrevem-se também os limites de repasse, tanto de volume quanto de custos com a compra de energia. São apresentados, de forma simplificada, os critérios de repasse tarifários e os reajustes e revisões de tarifas, anuais e quadrienais, respectivamente.

Em relação aos riscos de prognóstico de mercado, volume, preço e também regulatórios, é abordado, no trabalho, o gerenciamento desses riscos na contratação, caracterizando a definição e conceituação de risco, e como a empresa deve se posicionar de forma a administrá-los adequadamente, através de uma modelagem que defina seu nível ótimo de contratação.

Em seguida, é realizada uma análise das influências das variáveis de volume e preço que interferem nos riscos de contratação de energia elétrica. Analisa-

se, também, se os instrumentos de mitigação de risco existentes na regulamentação podem ser flexibilizados, através de uma análise de sensibilidade, objetivando aumentar o nível de gerenciamento de riscos na contratação.

Para isso, é realizada uma análise do Balanço Energético do Sistema Interligado Nacional – SIN, destacando-se as dificuldades para a expansão da geração, as projeções para o crescimento da economia nacional através de cenários de PIB, os preços de contratação de energia elétrica resultantes dos leilões e do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. Após essas análises, são elaboradas simulações com os cenários de mercado e de preço, utilizando-se os conceitos de análise de riscos, de forma a quantificar as exposições financeiras que a distribuidora possa vir a ter.

Por último, com base nas simulações realizadas e levando-se em consideração os riscos da contratação, são propostas algumas alternativas para se flexibilizar os instrumentos de mitigação existentes, através de alterações na regulamentação, com o objetivo de se reduzir esses riscos.

2 AMBIENTE REGULATÓRIO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

2.1 HISTÓRICO

Para se entender o desenvolvimento do Setor Elétrico brasileiro, pode-se dividir essa análise em cinco períodos.

Primeiro Período – Fase Privada

Esse período se inicia em 1879, como pode ser observado na Figura 2.1, com a inauguração da iluminação da Estrada de Ferro D. Pedro II, hoje Central do Brasil, e vai até o início da década de 30.

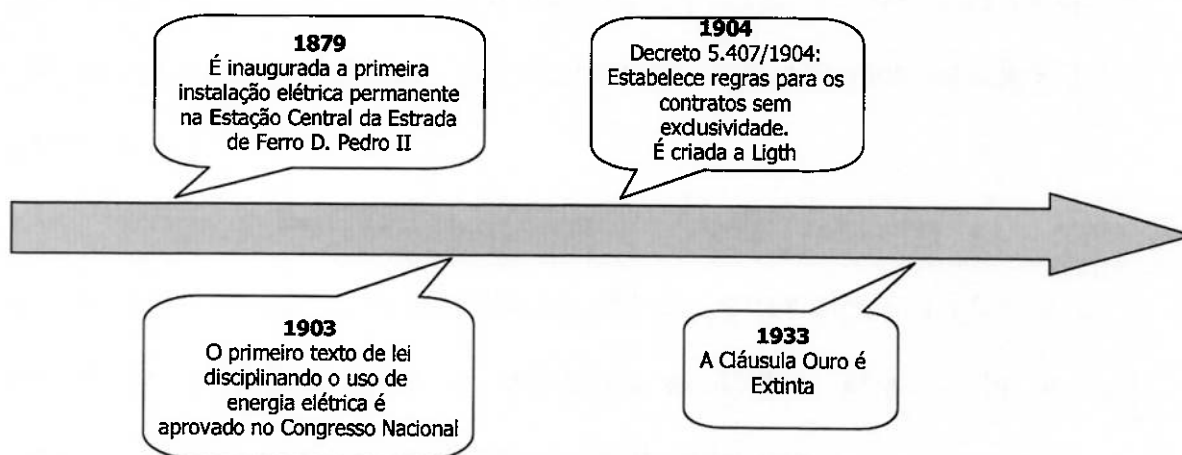


Figura 2.1 – Primeiro período do desenvolvimento do Setor Elétrico

Naquela época, verificava-se a existência de diversas empresas voltadas ao atendimento de um mercado consumidor restrito, principalmente para a iluminação pública. As fusões e incorporações foram freqüentes no final daquele período, principalmente pela obtenção de economias de escala decorrentes da maior capacidade das centrais geradoras.

Outro fato relevante daquele período, ocorrido no ano de 1933, é a extinção da cláusula ouro¹ dos contratos.

Segundo Período – Fase Mista

Pode-se considerar que o segundo período foi compreendido desde os meados da década de 30 até 1945, conforme mostrado na Figura 2.2, a seguir:

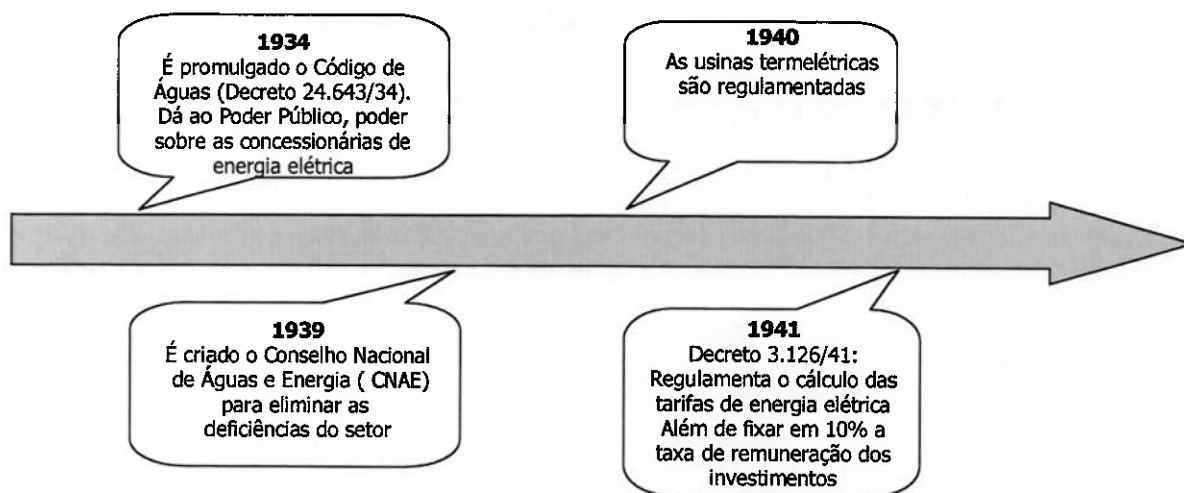


Figura 2.2 – Segundo período do desenvolvimento do setor

Nesse período verificou-se considerável monopolização e desnacionalização, além de uma presença mais acentuada do Poder Concedente no Setor. Como exemplo de desnacionalização, pode-se citar o grupo Light and Power Company (Light)², que praticamente dominou a produção e distribuição de energia elétrica no eixo Rio - São Paulo, e o grupo American Share Foreign Power Company

¹ Os contratos eram reajustados por moedas estrangeiras, ou pelo ouro, de forma a garantirem seu valor nominal em caso de desvalorização da moeda local, mas com o **Decreto nº 23.501/33**, baseado na *Joint Resolution* e na jurisprudência francesa, chegou-se ao ápice destas restrições. Vale a pena transcrever os dois primeiros artigos deste diploma, para análise cuidadosa:

"Art. 1º. É nula qualquer estipulação de pagamento em ouro ou em determinada espécie de moeda, ou por qualquer meio tendente a recusar ou restringir, nos seus efeitos, o curso forçado do mil réis papel.

"Art. 2º. A partir da publicação deste decreto, é vedada, sob pena de nulidade, nos contratos exequíveis no Brasil, a estipulação de pagamento em moeda que não seja a corrente, pelo seu valor legal."

² Light: partir de 1899, ano em que foi autorizada a funcionar no país a São Paulo Railway, Light and Power Company Ltd. - empresa canadense que deu início à atuação do Grupo Light no Brasil, e que no mesmo ano passou à denominação São Paulo Tramway, Light and Power Company Ltd.

(Amforp)³, subsidiária da norte-americana Bond and Share, que adquiriu várias empresas nacionais e estrangeiras, dominando o setor em diversas capitais estaduais, situação que perdurou até meados da década de 60.

Foi nessa época, também, que se percebeu a presença marcante do Estado nas atividades reguladoras. Com a promulgação do Código de Águas (1934), instaurou-se um novo direito aplicável aos serviços de energia elétrica, através da regulamentação da indústria hidrelétrica, que substituiu as disposições estabelecidas no regime contratual vigente. O Código de Águas transferiu para a União a propriedade das quedas d'água, a exclusividade de outorga das concessões para qualquer aproveitamento hidráulico, o estabelecimento do prazo de trinta anos para as concessões e, também, introduziu o sistema tarifário sob o regime de serviço pelo custo⁴. Prenunciava-se, com a medida, uma intervenção ainda mais direta do que a que seria possível realizar, uma vez que, ao definir a propriedade da União sobre os chamados recursos estratégicos, tornar-se-ia possível a constituição do Estado-empresário em áreas fundamentais para o projeto de industrialização.

³ Amforp: American and Foreign Power Company, organizada em 1923 pela Electric Bond and Share e atuante no Brasil a partir de 1927, passou a controlar as empresas de Armando de Salles Oliveira e do Grupo Silva Prado e a CPFL.

⁴ Código de Águas – Decreto nº 26.643/43

Art. 178. No desempenho das atribuições que lhe são conferidas, a Divisão de Águas do Departamento Nacional da Produção Mineral fiscalizará a produção, a transmissão, a transformação e a distribuição de energia hidroelétrica, com o triplice objetivo de:

- a) assegurar serviço adequado;
- b) fixar tarifas razoáveis;
- c) garantir a estabilidade financeira das empresas.

Art. 180. Quanto às tarifas razoáveis, alínea "b" do artigo 178, o Serviço de Águas fixará, trienalmente, às mesmas:

I - sob a forma do **serviço pelo custo**, levando-se em conta:

- a) todas as despesas e operações, impostos e taxas de qualquer natureza, lançados sobre a empresa, excluídas as taxas de benefício;
- b) as reservas para depreciação;
- c) a remuneração do capital da empresa.

II - Tendo em consideração, no avaliar a propriedade, o custo histórico, isto é, o capital efetivamente gasto, menos a depreciação;

III - conferindo justa remuneração a esse capital;

IV - vedando estabelecer distinção entre consumidores, dentro da mesma classificação e nas mesmas condições de utilização do serviço;

V - tendo em conta as despesas de custeio fixadas, anualmente, de modo semelhante.

Esse período foi também marcado pelo forte descompasso entre oferta e demanda, pois, enquanto o consumo de energia elétrica do eixo Rio - São Paulo crescia vertiginosamente, entre 1930 e 1945, a capacidade de geração não tinha um aumento tão significativo assim.

Terceiro Período – Fase Estatizante

Após a segunda guerra mundial e até a década de 80, pode-se considerar o terceiro período do desenvolvimento do Setor Elétrico, conforme mostrado na Figura 2.3.

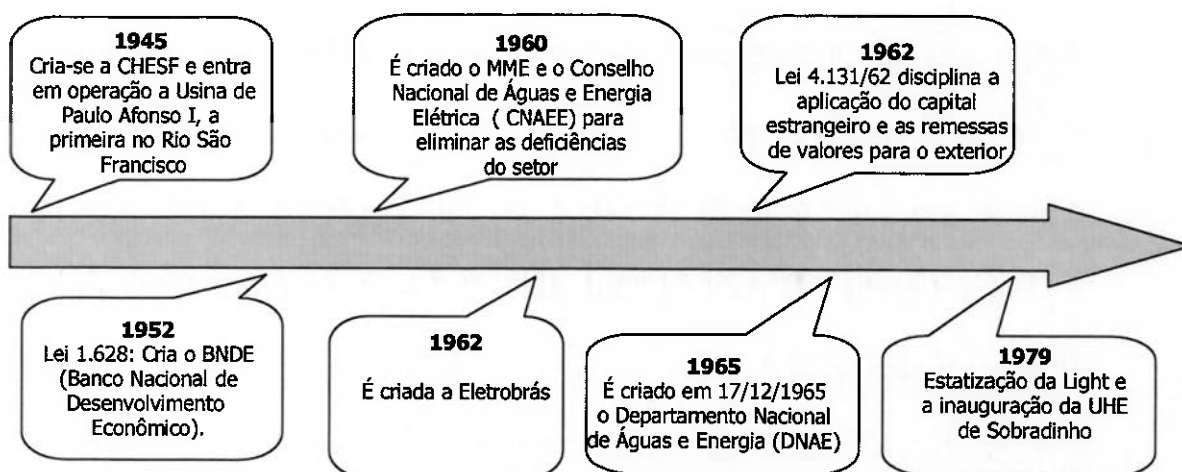


Figura 2.3 – Terceiro período do desenvolvimento do Setor Elétrico.

Nessa fase é mais nítida a presença do Estado, principalmente na produção de energia elétrica, tirando o foco de sua função clássica, que é ser o Poder Concedente⁵ Regulador, Fiscalizador e Formulador de Políticas. Verifica-se no período a criação da Companhia Hidrelétrica de São Francisco (CHESF), em 1945, o Banco

⁵ Lei nº 8.987/95 – Capítulo I - Das Disposições Preliminares

Art. 2º Para os fins do disposto nesta lei, considera-se:

I - poder concedente: a União, o Estado, o Distrito Federal ou o Município, em cuja competência se encontre o serviço público, precedido ou não da execução de obra pública, objeto de concessão ou permissão;

Nacional de Desenvolvimento Econômico –(BNDE)⁶, antecessor do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), em 1952, o Ministério das Minas e Energia (MME)⁷ e o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE)⁸, em 1960 e a Eletrobrás⁹, em 1962.

Nesse período as empresas estrangeiras passam por um enfraquecimento progressivo, e a Lei nº 4.131/62, que disciplinou sobre a aplicação do capital estrangeiro e as remessas de valores para o exterior, retrai ainda mais os investimentos estrangeiros.

Também por isso, a nacionalização do setor de energia elétrica foi acelerada com a aquisição, pelo governo federal, dos ativos das empresas do Grupo Amforp, sancionada pela Lei nº 4.428/73 e efetivada por tratado firmado em Washington, Estados Unidos da América. A Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas (CAEEB), que atuava como empresa de serviços na centralização e na supervisão das operações administrativas, de engenharia, jurídicas e contábeis das concessionárias da Amforp, passou a gerir as concessionárias filiadas até 1968, como subsidiária da Eletrobrás, quando as antigas empresas da Amforp foram incorporadas, em sua maioria, às concessionárias públicas estaduais.

Em 1965, é criado o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE)¹⁰, subordinado ao MME, que assume as atribuições do CNAEE.

⁶ BNDE: ex-autarquia federal criada pela Lei nº 1.628, de 20/06/52, foi enquadrado como uma empresa pública federal, com personalidade jurídica de direito privado e patrimônio próprio, pela Lei nº 5.662, de 21 de junho de 1971. O BNDE é um órgão vinculado ao Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio Exterior e tem como objetivo apoiar empreendimentos que contribuam para o desenvolvimento do país.

⁷ MME: foi criado em 1960, pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. Anteriormente, os assuntos de minas e energia eram de competência do Ministério da Agricultura.

⁸ CNAEE: foi criado em março de 1939 com a finalidade de estudar o problema da exploração e utilização da energia elétrica no país, em especial a de origem hidráulica. Era integrado por cinco membros, todos nomeados pelo presidente da República. A criação do CNAEE procurava colocar em prática as disposições contidas no Código de Águas de 1934.

⁹ Eletrobrás: criada em 1962, é uma empresa de economia mista e de capital aberto, com ações negociadas nas Bolsas de Valores de São Paulo (Bovespa), de Madri na Espanha, e de Nova Iorque, nos Estados Unidos.

¹⁰ DNAE: com a organização do MME, conforme as disposições da Lei nº 4.904, de 17 de dezembro de 1965, foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia - DNAE, com a finalidade de absorver as atribuições do CNAEE.

Como destaque desse período, tem-se a aquisição da Light pelo grupo Eletrobrás, em 1979, e a inauguração da UHE de Sobradinho, o que aumentou significativamente a potência instalada de geração.

Quarto Período – Fase de Privatização

O quarto período é marcado pela iniciativa de regulamentação do Setor Elétrico de forma a torná-lo mais atrativo ao investimento estrangeiro, permitindo que se iniciasse o processo de privatização. O quarto período está mostrado na Figura 2.4, a seguir:

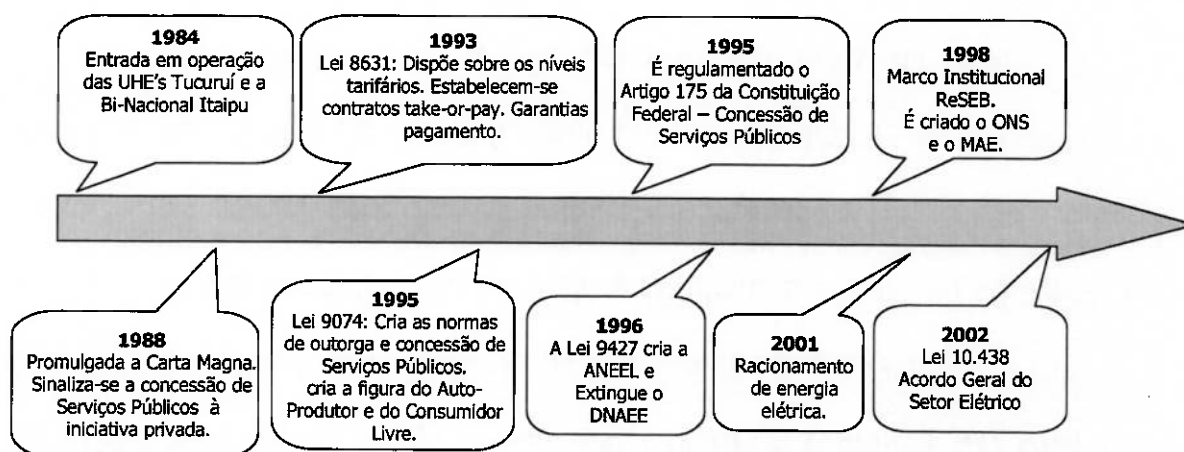


Figura 2.4. – Quarto período do desenvolvimento do Setor Elétrico

O início da década de 80 foi evidenciado pela crise econômico-financeira, a partir do agravamento da dívida externa, que acabou por causar impacto significativo no setor pelas políticas econômicas de cortes dos gastos estatais. Com o objetivo de se frear a elevação da inflação, que naquela época estava em níveis alarmantes, o Governo optou por uma redução artificial das tarifas, culminando em uma grave crise econômico-financeira das empresas. Os níveis tarifários praticados estavam desatualizados e não garantiam às empresas a remuneração mínima de 10%,

prevista em lei. Houve também outros fatores, como uma razoável queda na taxa de crescimento do mercado, que passou de um patamar de 12% para 6% ao ano, as elevadas taxas de juros internacionais, que chegaram a atingir 17,1% em 1992, e o ônus decorrente do endividamento externo. Esses fatores terminaram por refletir no programa de obras, pois muitas empresas estatais foram utilizadas como instrumento de captação de recursos (utilizando-se do mecanismo de "supplier credit" – para cada U\$ 1 de compra, U\$ 2 de empréstimo) para o ajuste da balança de pagamentos do país.

A partir dessa época, o Setor Elétrico passou por radicais transformações no âmbito regulatório e institucional. Antes dessas alterações, com exceção de alguns ativos de pequeno porte nas áreas de geração e distribuição, que pertenciam a empresas privadas, cooperativas ou municípios, praticamente todos os segmentos do Setor Elétrico eram de propriedade pública, federal ou estadual (nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica).

Na antiga estrutura¹¹, a geração de energia elétrica se concentrava em quatro empresas federais (37%), quatro estaduais (35%) e na Binacional Itaipu (25%). A distribuição de energia era realizada, na sua maioria, por 31 concessionárias estaduais: Escelsa, Light, Cerj, Coelba, CEEE (com duas distribuidoras), CPFL, Enersul, Cemat, Energipe e Cosern, Eletropaulo e Cesp, dentre outras. As cinco empresas verticalmente integradas (Cemig, Cesp, Celg, CEEE e Copel) também se incluíam no elenco das principais distribuidoras do país, cada qual atendendo sua área de concessão.

¹¹ Esta estrutura vigorou até o início das reformas. Atualmente várias empresas já foram privatizadas e outras verticalmente separadas, destacando-se Escelsa, Light, Cerj, Coelba e CPFL. A Eletrosul foi dividida em transmissora (Eletrosul) e Geradora (Gerasul), a qual já foi privatizada. A Eletropaulo, assim como a Cesp foram divididas em distribuição e geração e cindidas sendo boa parte privatizada, além da transmissão, que se fundiu em uma única empresa: a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP; a Celg privatizou seu segmento de geração, sendo agora Cachoeira Dourada S/A e outras.

O processo de reforma do setor foi iniciado em meados dos anos 90, e os principais objetivos foram:

- Garantir a expansão da oferta de energia, assegurando o fluxo de investimentos necessários, a serem realizados pela iniciativa privada, pois se percebia que o Governo tinha esgotado sua capacidade de garantir investimentos em infra-estrutura no montante adequado para atender ao aumento da demanda; e
- Assegurar a atração de investimentos através do estabelecimento de regras consistentes e claras, para garantir que o setor fosse eficiente economicamente e que a energia elétrica fosse confiável e ao menor custo possível.

Para que esses objetivos fossem alcançados, contratou-se a consultoria britânica Coopers & Lybrand, para redesenhar a estrutura do setor, sendo desenvolvido um modelo que contemplava o rearranjo da estrutura vigente à época para uma estrutura de mercado na comercialização de energia elétrica. Este modelo envolveu mudanças no aparato legal (contratos, entidades legais, documentação), alterações na regulamentação econômica, técnica e qualidade na prestação do serviço, mudanças institucionais, reorganização das atribuições e funções da Eletrobrás e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), redefinição de papel do agente financiador da indústria, bem como o levantamento e a alocação dos riscos dos negócios envolvidos na indústria de energia elétrica e definição das taxas de retorno apropriadas para os investimentos de acordo com os riscos envolvidos nos negócios.

Assim, o modelo regulatório, que vinha sendo alterado nos últimos anos, objetivava a privatização total da distribuição e da geração (exceto a geração nuclear e Itaipu), muito embora, após o Novo Modelo, esse setor não obtivesse os avanços esperados, permanecendo muitas geradoras ainda sob o controle Federal e Estadual. Um dos principais motivos para a privatização foi estabelecer a competitividade entre os agentes do mercado (geração, distribuição e comercialização) e se tirar a responsabilidade empresarial do Estado, focando-o para as atividades típicas de governo.

Para se entender essas modificações regulatórias, far-se-á uma análise das alterações mais recentes na legislação do setor.

As transformações no âmbito regulatório foram iniciadas com a Lei nº 8.631/93, que dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, põe fim à equalização tarifária para o serviço público de energia elétrica e extingue o regime de remuneração garantida das empresas, com o fim da Conta de Resultados a Compensar (CRC)¹² e da Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR)¹³, através de um grande encontro de contas.

Esta mesma lei estabeleceu a obrigatoriedade da celebração de contrato de suprimento de energia elétrica entre os concessionários, que até então faturavam a energia elétrica pelo valor medido mensal. Estes contratos estabeleceram

¹² CRC: As insuficiências ou os excessos de remuneração de cada concessionário eram registrados, à época de sua prestação de contas anual, na Conta de Resultados a Compensar (CRC), para serem então incorporados à tarifa corrigida no exercício fiscal seguinte. A CRC era considerada um estímulo à ineficiência, pois quanto maiores os custos maiores as tarifas.

¹³ RENCOR: com a finalidade de compensar as insuficiências de remuneração do investimento das concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, com recursos provenientes de:

I - produto do recolhimento das quotas anuais de compensação, constituídas pelas parcelas de receita excedente das concessionárias, atendida a taxa de remuneração legal máxima do investimento;

II - saldos credores registrados na Conta de Resultados a Compensar das concessionárias referidos no art. 1º, § 2º, da Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971; e,

III - receitas de outras origens, inclusive de eventuais dotações consignadas no Orçamento Geral da União.

compromissos do tipo take or pay¹⁴ e continham a identificação das quantidades, os preços e as regras do intercâmbio de energia. Os contratos de suprimento de energia elétrica e os contratos de transporte da energia gerada por Itaipu Binacional deveriam ser celebrados diretamente com os concessionários distribuidores. Em função do histórico de inadimplência do setor, foram estabelecidas garantias de pagamento que se constituíam, obrigatoriamente, das receitas próprias dos concessionários supridos, com respectiva autorização de débito automático em suas contas correntes bancárias, uma vez caracterizado o inadimplemento. Os contratos de suprimento também poderiam conter cláusula prevendo dilatação de prazo de pagamento na proporção do inadimplemento de consumidores finais, devidamente comprovado.

Mudanças mais radicais vieram a ser introduzidas somente em 1995. A Lei nº 8.987/95 representa um marco na legislação sobre a concessão de serviços públicos no Brasil – não apenas na eletricidade – na medida em que regulamentou o Artigo 175 da Constituição Federal, que trata da constituição e da prestação de serviços públicos.

Essa lei considera como Poder Concedente a União, o Distrito Federal, os Estados e os Municípios, que são os responsáveis em delegar as permissões de serviços públicos, sempre através de licitações. Também regulamenta a Fiscalização, o Serviço Adequado, os Direitos e Obrigações dos Usuários e a Política Tarifária.

Além disso, estabelece normas para a elaboração dos contratos, para a intervenção e extinção nas concessões, além dos encargos do concessionário e do

¹⁴ Compromissos de compra de uma quantidade pré-determinada, que deverá ser paga independente do consumo medido pelas Distribuidoras.

poder concedente “[...] Cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão” (Lei nº 8.987/95, cap IX, artigo IV).

O tratamento específico para o setor se deu com a edição da Lei nº 9.074/95, que introduziu diversas alterações no Setor Elétrico, como o estabelecimento de normas para a outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos e a definição dos prazos para amortização dos investimentos (30 anos para geração e distribuição e 35 anos para a transmissão), a permissão de desapropriação para fins de serviços públicos de energia elétrica e também define a auto-produção e a produção independente de energia elétrica.

Essa lei estabeleceu ainda permissão para a venda de energia elétrica do produtor independente para a concessionária de serviço público e, diretamente, a alguns consumidores. Afora disso, define que o Poder Concedente fixará critérios gerais para preços da venda de energia elétrica desses produtores independentes e para o ressarcimento do custo de transmissão, estipulando os prazos para que os consumidores possam ser livres¹⁵, independente dos níveis de tensão de fornecimento.

Essas alterações permitiram a privatização das distribuidoras federais ESCELSA e LIGHT, nos anos de 1995 e 1996, respectivamente.

A Lei nº 9.427/96 instituiu a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, que tem por finalidade fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Ficou estabelecido que a ANEEL também teria as incumbências de:

¹⁵ A Lei nº 9.074/95, regulamentada pelo Decreto nº 2003/96, introduziu a figura do consumidor livre, aquele que pode optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica no mesmo sistema interligado, desde que atendidos alguns requisitos fixados pela própria lei, conforme níveis de demanda e/ou tensão.

- implementar as políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento de potenciais hidráulicos;
- definir as licitações destinadas à contratação de concessionárias de serviço público de energia elétrica;
- outorgar concessões para aproveitamento de potenciais hídricos;
- celebrar e gerir os contratos de concessão ou permissão de serviços públicos de energia elétrica e de concessão de uso de bem público;
- expedir as autorizações;
- fiscalizar, diretamente, ou mediante convênios com órgãos estaduais, as concessões e a prestação dos serviços de energia elétrica; e fixar os critérios para cálculo do preço de transporte de energia, tratado na Lei nº 9.074/95 e arbitrando seus valores no caso das partes não chegarem a um acordo.

Essa lei também extingue o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE)¹⁶ e corrige a diferenciação entre produtor independente e auto-produtor, passando o produtor independente para potências superiores a 10 MW.

A partir desse ano, o MME foi autorizado pelo Governo Federal a produzir uma proposta de reformulação do setor, chamada Projeto ReSEB¹⁷.

[...] as propostas previam um modelo radicalmente diverso do anterior: a introdução gradual do livre mercado e da competição na distribuição e na geração, em substituição ao ambiente regulado e centralizado que havia vigorado durante a maior parte da história do setor. O Estado deixaria de ser empresário para ser indutor de investimentos. As empresas, tanto na geração, quanto na distribuição e comercialização teriam portes semelhantes, para estabelecer um mercado atacadista competitivo, sem cartéis ou participantes dominantes (Racionamento: do susto à consciência – Maria Ângela Jabur – Ed Terra das Artes – novembro 2001, pág.. 143)

¹⁶ DNAEE: Órgão Central de Direção Superior, responsável pelo planejamento, coordenação e execução dos estudos hidrológicos em todo o território nacional; pela supervisão, fiscalização e controle dos aproveitamentos das águas que alteram o seu regime; bem como pela supervisão, fiscalização e controle dos serviços de eletricidade. O Decreto nº 63.951, de 31 de dezembro de 1968, aprovou que o DNAE, que passa a se denominar DEPARTAMENTO NACIONAL DE ÁGUAS E ENERGIA ELÉTRICA - DNAEE, absorveria as atribuições do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica - CNAEE

¹⁷ Projeto ReSEB: Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

O marco institucional do ReSEB pode ser considerado a Lei nº 9.648/98, que alterou dispositivos das Lei nºs 3.890-A/61, 8.666/93, 8.987/95, 9.074/95 e 9.427/96, além de autorizar o Poder Executivo a promover a reestruturação da Centrais Elétricas Brasileiras S/A (ELETROBRÁS) e de suas subsidiárias.

Esse marco exigiu a criação dos três pilares institucionais: o Operador Nacional do Sistema (ONS)¹⁸, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE)¹⁹ e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), já instituída em 1996.

O Operador Nacional do Sistema é pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, para exercer as atividades de controle e operação da Geração e da Transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN)²⁰. Constituído o ONS, foram transferidas as atividades e atribuições até então exercidas pelo Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI). Ficou também estabelecido que a ELETROBRÁS e suas subsidiárias, deveriam transferir ao ONS os ativos constitutivos do Centro Nacional de Operação do Sistema (CNOS).

Essa lei também instituiu o MAE e ainda a livre negociação da compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados.

A livre negociação foi um enorme avanço na abertura do mercado à competição e na atração por investimentos privados. Para que as primeiras privatizações ocorressem, foram criadas condições para a transição, como o

¹⁸ ONS: órgão responsável pela operação integrada das usinas e Linhas de Transmissão que fazem parte do Sistema Interligado Nacional – SIN. Tem também as atribuições de fornecer informações operacionais – como dados sobre afluências hídricas, nível dos reservatórios, disponibilidade de usinas, custo de combustível e projeções do comportamento do consumo.

¹⁹ MAE: importante ambiente do modelo para as operações de contabilização e liquidação de energia elétrica no mercado de curto prazo

²⁰ SIN: esse sistema permite a otimização da produção das usinas e a troca de eletricidade entre as regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte do Norte do País.

estabelecimento de contratos transitórios chamados Contratos Iniciais²¹. Estes Contratos Iniciais tinham tarifas e volumes regulados e foram inicialmente assinados pela Gerasul, oriunda da cisão da Eletrosul com as empresas distribuidoras da região Sul. Para concluir o período de transição, os volumes dos Contratos Iniciais foram estabelecidos para os anos de 1998 a 2002, devendo decrescer à razão de 25% ao ano a partir de 2003, estando assim extintos em 31/12/2005, quando todos os contratos seriam definitivamente negociados bilateralmente.

Embora a regulamentação do Setor Elétrico tenha se desenvolvido bastante nesses últimos tempos, ainda aconteceram diversos fatores que provocaram nele uma alteração brusca, e a busca por um novo modelo.

[...] O Setor Elétrico vem, ao longo dos anos padecendo com a existência de um marco regulatório claro, consistente e duradouro, que reduza significativamente as incertezas, as quais certamente se constituem em importante barreira para novos investimentos. (Estudo do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – Price Waterhouse Coopers – julho 2004 – pág. 7)

[...] o modelo anterior, sem querer entrar no mérito de seu conteúdo, teve a lógica de seu processo de implementação invertida por anseios políticos e necessidades de antecipar a arrecadação dos recursos via privatização [...] (Estudo do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – Price Waterhouse Coopers – julho 2004 – pág. 7)

Um dos fatores básicos do insucesso do modelo ReSEB, também pode ser creditado pela forma como foi implantado. Observa-se, na Figura 2.5, a inversão ocorrida no processo de estabelecimento do marco regulatório.

²¹ Contratos Iniciais - Os Contratos Iniciais também foram estabelecidos para evitar que houvesse um forte aumento de tarifas imediatamente após a implementação do ReSEB, uma vez que as geradoras poderiam praticar preços de energia nova, muito superiores aos praticados à época.

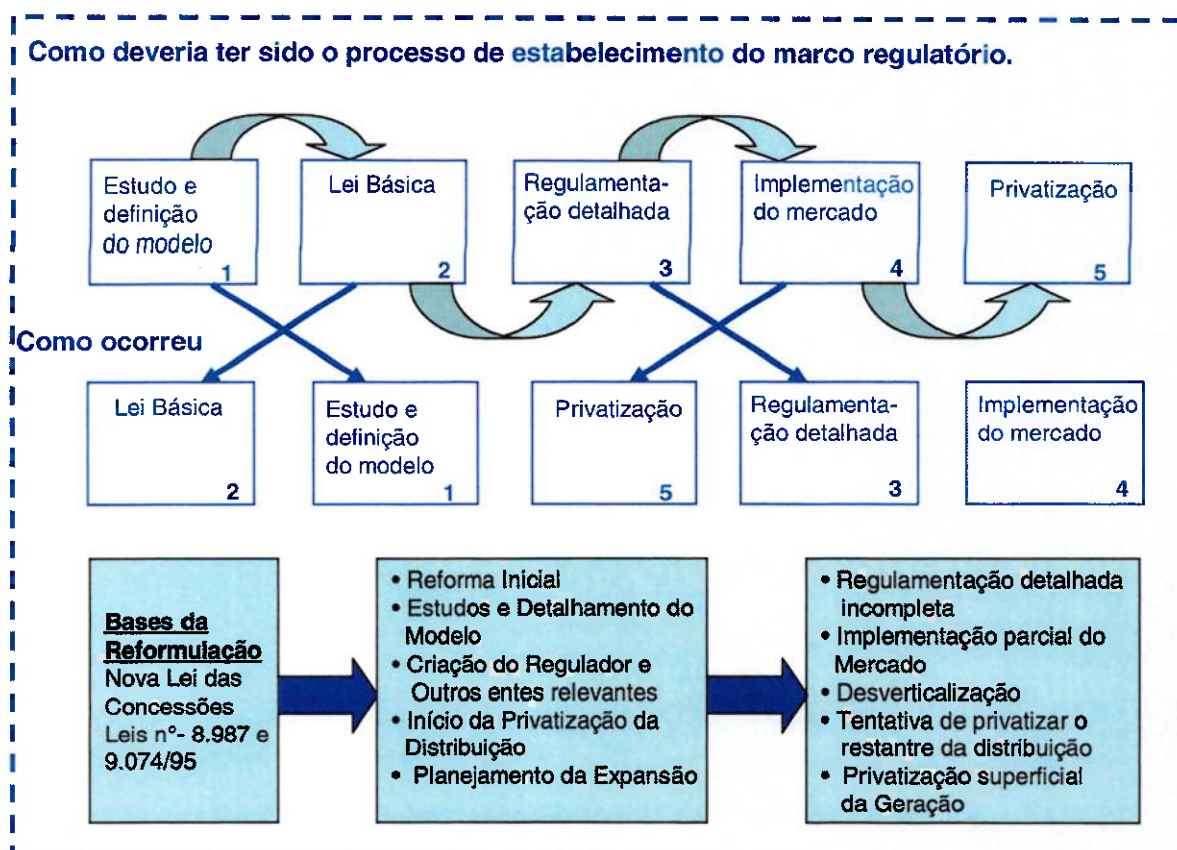


Figura 2.5 - Estudo do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro – Price Waterhouse Coopers – julho 2004 – pág... 7.

Este modelo setorial sofreu uma série de derrotas, causadas também pela interferência das estatais federais na tentativa de barrar o processo de desestatização. Além disso, pode-se destacar o atraso na entrada em operação da usina termonuclear de Angra II, a precipitação pluviométrica abaixo da esperada de alguns anos e a falta de investimentos em geração e transmissão. Segundo Jabur (2001, pág. 50) “[...] O problema da falta de investimentos não é a escassez de recursos, mas as indefinições das regras.”

Nessa regulamentação, praticamente não havia instrumentos que garantissem diretamente a segurança de suprimento. Essa segurança era garantida de forma indireta, mediante a exigência de lastro de energia assegurada para os contratos de compra e venda de energia elétrica, que assumiam risco máximo de 5%

de ocorrer qualquer problema de suprimento. Entretanto, essa pseudo-segurança de suprimento apresentava várias limitações: exigência de somente 95% da demanda contratada, ao invés de 100%, trazendo como consequência uma oferta de geração menor que a necessária, aumentando o risco de não atendimento; o cálculo da energia assegurada das usinas hidrelétricas não considerava o efeito de várias restrições operativas, o que levava à subestimação do risco; a contribuição diferenciada das térmicas para a segurança de suprimento não era considerada, principalmente no caso de alívio nos déficits mais severos, se ocorressem condições hidrológicas desfavoráveis. Esses fatores, aliados à insuficiência de investimentos, acabaram por decretar o racionamento de energia elétrica no ano de 2001.

Em 10 de maio de 2001 foi criada, pelo Presidente Fernando Henrique Cardoso, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGCE), com a finalidade de administrar um período que se antevia extremamente crítico no que diz respeito ao suprimento de energia elétrica nas Regiões Sudeste/ Centro-Oeste e Nordeste.

O período de racionamento vigorou de 01 de junho de 2001 a 28 de fevereiro de 2002, para essas regiões. Na região Norte, o racionamento terminou no dia 01 de janeiro de 2002, tendo iniciado em 15 de agosto de 2001.

A CGCE foi instalada na esfera da Presidência da República, recebendo poderes especiais, inclusive o de tomar decisões imediatas, em caráter de última instância, sobre temas cuja competência pertence ao Poder Executivo. Foi definido pela CGCE que cada consumidor deveria ter o direito de decidir quando e como cumpriria suas metas - o recurso aos "apagões"²² intencionais deveria ser uma medida de última instância. Para o setor produtivo foram criados mecanismos

²² Apagões: jargão utilizado no setor elétrico para as interrupções temporárias e regionais de fornecimento de energia elétrica, de forma accidental, como os ocorridos no final da década de 90.

especiais para que a produção e o emprego não fossem prejudicados além do estritamente necessário.

Na reunião da CGCE de 19 de fevereiro de 2002, a partir de dados apresentados pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), que mostravam que os reservatórios haviam atingido níveis satisfatórios, suficientes para permitir ao Governo deliberar sobre a suspensão do racionamento, ficou decidido que o programa de racionamento seria encerrado no dia 28 de fevereiro de 2002.

Foi criado em junho de 2001, o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, pela Resolução nº 18 da CGCE, com a missão de corrigir disfuncionalidades e propor aperfeiçoamentos que favorecessem a expansão da oferta de energia elétrica.

Esse trabalho baseou-se no princípio que determinava a preservação dos pilares do então novo modelo brasileiro do Setor Elétrico: competição nos segmentos de geração e comercialização de energia elétrica, expansão dos investimentos necessários com base em aportes do setor privado e regulação dos segmentos que são monopólios naturais - transmissão e distribuição de energia elétrica.

Esse Comitê foi muito importante para a elaboração do Acordo Geral do Setor, concretizado em dezembro de 2001. Esse acordo permitiu a solução definitiva das disputas regulatórias e contratuais entre os agentes. Ficaram estabelecidos também a regra de comercialização de energia elétrica para o período pós-acionamento, a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE)²³ e o financiamento do BNDES ao setor, de modo a evitar um choque tarifário.

²³ RTE: compensação de perdas das distribuidoras de energia devido ao racionamento de 2.001.

Durante o período do racionamento, houve um grande debate no Setor Elétrico relacionado à aplicação de condições estabelecidas nos Contratos Iniciais, mais precisamente em seu Anexo V, que previa a redução parcial do compromisso de entrega pelos geradores da energia elétrica contratada em situações de preços elevados do mercado. Com a aplicação deste Anexo V, as empresas de geração estariam destinadas à falência, face aos enormes valores em que teriam de honrar para cobrir suas exposições contratuais no MAE. Ao mesmo tempo, as empresas distribuidoras tiveram suas receitas reduzidas em, no mínimo, 20% por força de um ato governamental: a decretação do racionamento. Foi então encontrada uma solução de equilíbrio no rateio dos ônus decorrentes do racionamento, através da Lei nº 10.438/02 e com a assinatura do Acordo Geral do Setor no final de 2001, pondo fim ao Anexo V e criando a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), que viria cobrir parcialmente a perda de receita das empresas distribuidoras e o desembolso das empresas geradoras no pagamento da energia elétrica gerada por usinas não contratadas, chamada de energia livre, e também gerada por usinas emergenciais.

Quando iniciada a campanha presidencial para as eleições de 2002, podia-se verificar que a alternativa defendida pelo Partido dos Trabalhadores (PT), para o Setor Elétrico, indicava a intenção em se modificar o modelo institucional (Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro - Instituto Cidadania, 2002).

Com a vitória do presidente Luís Inácio Lula da Silva, em dezembro de 2002, divulgou-se uma primeira proposta para o novo modelo, que, em suma, previa uma nova regulamentação das atividades de geração e comercialização, transformando a primeira em Serviço Público (em contraste com a figura do Produtor

Independente de Energia) e praticamente relegando a segunda a monopólio das distribuidoras.

Após a posse do governo Lula e com a nomeação da Ministra de Minas e Energia Dilma Rousseff, foi montada uma equipe de trabalho responsável pela elaboração do novo modelo institucional. Assim, em julho de 2003, foi divulgado pelo MME um documento já indicando as premissas sobre as quais o modelo deveria ser construído (MME, 2003a), e, em dezembro do mesmo ano, foi publicada a versão “final” do Novo Modelo Institucional (MME, 2003b), juntamente com as Medidas Provisórias nº 144, que dispunha sobre a comercialização de energia elétrica, e nº 145, que criava a Empresa de Planejamento Energético (EPE), que depois passou a ser chamada de Empresa de Pesquisa Energética (EPE).

Em seguida, a Medida Provisória nº 144 foi convertida na Lei nº 10.848/04, regulamentada pelo Decreto nº 5.163/04. Esse “Novo Modelo” pode ser considerado como o quinto período do desenvolvimento do Setor Elétrico.

2.2 O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Pode-se entender como um marco para o desenvolvimento do Novo Modelo do Setor Elétrico, a aprovação, em julho de 2003, pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), das diretrizes da “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, e a divulgação, pelo Ministério de Minas e Energia (MME) do documento contendo essa proposta. Depois de amplamente discutido, o Novo Modelo foi regulamentado pela Lei nº 10.848/04. Esse modelo, proposto pelo Governo, teve, como premissas, os seguintes objetivos principais²⁴:

²⁴ Cartilha Novo Modelo do Setor Elétrico – Ministério de Minas e Energia – MME, 2003.

- promover a **modicidade tarifária**, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia;
- garantir a **segurança do suprimento de energia elétrica**, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável;
- assegurar a **estabilidade do marco regulatório**, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e
- promover a **inserção social** por meio do Setor Elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

Para que o modelo atendesse aos objetivos, algumas ações fundamentais foram propostas:

- a reestruturação do planejamento de médio e longo prazo;
- o monitoramento, no curto prazo, das condições de atendimento;
- o redirecionamento da contratação de energia para o longo prazo, compatível com a amortização dos investimentos realizados;
- a competição na geração com a licitação da energia pelo critério de menor tarifa;
- a coexistência de dois ambientes de contratação de energia, um regulado (Ambiente de Contratação Regulada – ACR), protegendo o consumidor cativo, e outro livre (Ambiente de Contratação Livre – ACL), estimulando a iniciativa dos consumidores livres;
- a instituição de um pool de contratação regulada de energia a ser comprada pelos concessionários de distribuição;
- a desvinculação do serviço de distribuição de qualquer outra atividade;
- a previsão de uma reserva conjuntural para restabelecimento das condições de equilíbrio entre oferta e demanda;
- a restauração do papel do Executivo como Poder Concedente.

Para garantir a modicidade tarifária, que é o elemento chave no atendimento às demandas e às urgências do desenvolvimento econômico, o Novo Modelo prevê a ampliação da competição na geração, pois os geradores e produtores independentes ofertarão sua energia através de leilões, pelo critério da menor tarifa, que funcionam como mecanismo de hedge²⁵ contra a volatilidade dos preços de energia do mercado de curto prazo. Para as empresas distribuidoras, estabeleceu-se a obrigatoriedade de separação de outras atividades que não relacionados à prestação dos serviços de energia elétrica.

²⁵ Hedge: termo de bolsa de valores que designa ação compensatória de um indivíduo, a fim de cobrir-se contra possíveis prejuízos em uma transação.

Para melhorar o perfil de risco do investidor, foram previstos também o acesso do auto-produtor, do produtor independente de energia e do grande consumidor aos empreendimentos mais eficientes, conferindo incentivos para o bom funcionamento do mercado de livre contratação e tornando efetiva a relação entre os dois ambientes de contratação, com reflexos positivos na formação dos preços e tarifas. Além disso, foram previstas ainda a reestruturação do planejamento setorial, com contestação de preço, permitindo a escolha dos projetos mais eficientes e das soluções mais econômicas para a expansão da oferta e a concessão de licença prévia ambiental como pré-requisito para as licitações das novas usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, o que reduz riscos para o investidor.

Para garantir a segurança no suprimento, o modelo estabeleceu um conjunto integrado de medidas, com a finalidade de constituir uma reserva de segurança do sistema através da licitação, com base nos estudos de planejamento, visando expandir a matriz hidrotérmica, que consiste na combinação ótima de usinas hidrelétricas e termelétricas, capaz de garantir a maior segurança, ao menor custo de suprimento possível, através da criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)²⁶. Outra medida importante foi a exigência de contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres) e da contratação da energia visando a expansão do mercado com antecedência de três e cinco anos, por meio de contratos de longo prazo.

O novo modelo estabelece um maior controle da inadimplência mediante a exigência de contratos de constituição de garantia e, também, ao exigir plena quitação das obrigações intra-setoriais como requisito essencial para os processos de

²⁶ Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – conforme definido na página 38.

reajuste e revisão tarifária, além da própria pré-habilitação para participação dos leilões de compra de energia elétrica.

A estabilidade do marco regulatório é essencial onde existem falhas de mercado, monopólios naturais e os investimentos exijam um longo prazo de maturação. Para a atração de investimentos e segurança do fornecimento, é fundamental que exista uma regulação com autonomia e independência, e isso passa por uma definição clara das atribuições dos diversos agentes institucionais²⁷:

Conselho Nacional de Pesquisa Energética – CNPE – Formulação da Política Energética de acordo com as políticas públicas; proposição da licitação individual de projetos especiais do Setor Elétrico, recomendado pelo MME e proposição do critério de garantia estrutural de suprimento;

Ministério de Minas e Energia – MME – Formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE, retomada do exercício da função de planejamento setorial, com contestação pública; monitoramento da segurança de suprimento do Setor Elétrico, por intermédio do Conselho de Monitoramento do Sistema Elétrico - CMSE e definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda, tais como gestão da demanda e/ou contratação de uma reserva conjuntural de energia do sistema interligado.

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL – mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico; realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS - coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado; e administração da contratação das instalações de transmissão.

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS – exercício da função de holding das empresas estatais federais; administração de encargos e fundos setoriais; comercialização da energia da ITAIPU Binacional; comercialização da energia de fontes alternativas contempladas pelo Programa de Incentivo de Fontes Alternativas – PROINFA.

Além de uma definição das atribuições desses órgãos, também foram criadas novas instituições, com o objetivo de complementar o marco regulatório, estabelecendo novas funções e atividades.

Empresa de Pesquisa Energética – EPE – execução de estudos para definição da Matriz Energética com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo; execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos; execução dos estudos do planejamento da expansão do Setor Elétrico (geração e transmissão); promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de

²⁷ Cartilha Novo Modelo do Setor Elétrico – Ministério de Minas e Energia – MME, 2003.

campos de petróleo e de gás natural; e promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas e obtenção da Licença Prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE - administração da contratação de energia no âmbito do ACR: a CCEE atuará como interveniente nos contratos bilaterais de suprimento que cada gerador firmará com cada distribuidor, na forma de um pool, permitindo a apropriação, na tarifa, de economias de escala na compra da energia, repartindo os riscos e benefícios dos contratos e equalizando o preço da energia para os distribuidores e nos contratos de constituição de garantias que cada distribuidor terá que firmar, a fim de reduzir a inadimplência; exercício das atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE – monitoramento das condições de atendimento no horizonte de cinco anos; e recomendação de ações preventivas para restaurar a segurança do suprimento, incluindo ações no lado da demanda, contratação de reserva conjuntural, e outras.

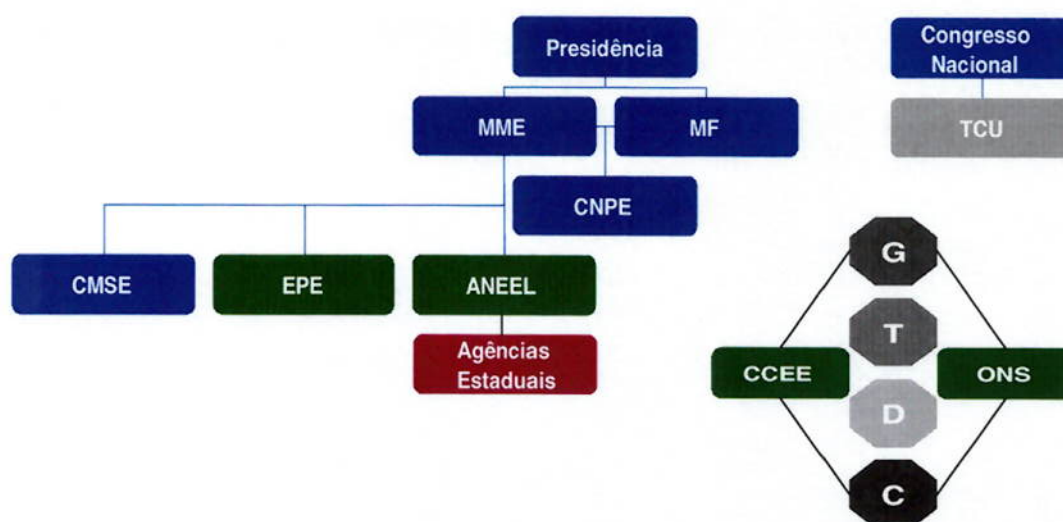


Figura 2.6 - nova estrutura do Setor Elétrico.

Em julho de 2004, o Presidente Luiz Inácio Lula da Silva assinou o Decreto nº 5.163/04, regulamentando a Lei nº 10.848/04. Esse decreto, que será detalhado no Capítulo 4, desse trabalho, trata da comercialização de energia elétrica e do processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Este Decreto está dividido em seis capítulos, descritos a seguir:

O Capítulo I trata das regras gerais de comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores no SIN.

O Capítulo II dispõe sobre a comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação regulada. A seção I especifica que cada agente de distribuição, do SIN, deverá adquirir energia elétrica para o atendimento de 100% de sua carga. Essa aquisição deverá ser através dos leilões de compra de energia.

A Seção II trata das informações e declarações de necessidades de energia elétrica e apresenta duas regras básicas:

- A partir de 2005, todos os agentes de distribuição, vendedores, auto-produtores e os consumidores livres deverão informar ao Ministério de Minas e Energia (MME), as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subsequentes;
- Todos os agentes de distribuição devem declarar ao MME, em até 60 dias antes da realização de cada um dos leilões, os montantes a serem contratados para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas. Também deverão especificar os montantes necessários ao atendimento de seus consumidores potencialmente livres.

Na Seção III, definem-se as opções para compra de energia elétrica no Ambiente de Contratação Regulada – ACR:

- Ano “A - 5” e “A - 3”, para energia proveniente de novo empreendimento de geração;
- Ano “A - 1”, para energia proveniente de empreendimento de geração existente.
- O MME deverá definir o preço máximo de aquisição nos leilões de energia provenientes de empreendimentos existentes.

A partir de 2009, o preço máximo não poderá superar o valor médio resultante dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 5", cujo início de suprimento coincida com o ano de leilão de "A - 1".

Esta Seção também estabelece que os editais dos leilões previstos serão elaborados pela ANEEL, observadas as normas gerais de licitações e de concessões, assim como as diretrizes do MME, e deverão conter, objeto, metas e minutas dos contratos; percentual mínimo de energia hidrelétrica destinada ao mercado regulado; avaliação da capacidade técnica, financeira e fiscal dos licitantes; sistemática dos leilões; julgamento das propostas observado o critério de menor tarifa; valor do pagamento anual do Uso do Bem Público (UBP); critérios de reajuste ou revisão de tarifas.

A Seção IV trata dos contratos de compra e venda de energia elétrica, determinando que todos 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), com todas as distribuidoras. Há uma exceção para o leilão de ajuste, nos quais os contratos serão específicos entre agente vendedor e agente distribuidor.

O CCEAR deverá conter os prazos de duração mínima e máxima, para a aquisição de energia proveniente dos leilões "A - 5" ou "A - 3" e "A - 1", além de cláusula arbitral, podendo também ter as seguintes modalidades:

- Quantidade de energia elétrica, no qual define-se que os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos vendedores e que o ponto de

entrega será no centro de gravidade do submercado onde esteja localizado o empreendimento de geração. Dessa forma, os riscos financeiros relacionados com as diferenças de preço entre os submercados serão impostos aos agentes de distribuição e conseqüentemente repassados ao consumidor final. Nos leilões de ajustes, a entrega da energia elétrica será no submercado do agente de distribuição, cuja contratação será formalizada diretamente entre as partes envolvidas; ou

- Disponibilidade de energia elétrica, onde os custos decorrentes dos riscos hidrológicos serão assumidos pelos agentes compradores. Eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), positivas ou negativas, serão assumidas pelo agente distribuidor, garantido o repasse ao consumidor final.

A Seção V estabelece as condições de repasse dos custos de aquisição de energia às tarifas dos consumidores finais, assim como mecanismo para o direcionamento de eficiência na contratação das distribuidoras.

O Capítulo III, do Decreto nº 5.163/04, contempla a comercialização de energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde são apresentadas as regras gerais para tratamento das relações entre consumidores potencialmente livres (CPL) e as distribuidoras.

As relações comerciais entre os agentes no ACL serão livremente pactuadas e regidas por contratos bilaterais. Os CPL poderão contratar junto a outro fornecedor uma parte ou a totalidade de sua carga.

É ainda estabelecido que os consumidores livres poderão voltar a ser cativos, desde que formalizem esta decisão com 5 anos de antecedência do início do fornecimento, podendo esse prazo ser reduzido por exclusivo critério da distribuidora.

Além disso, este capítulo trata da comercialização, no ACL, de energia elétrica pelos agentes vendedores sob controle federal, estadual e municipal e da oferta pública para atendimento à expansão da demanda de consumidores existentes ou a novos consumidores.

No Capítulo IV, define-se como serão realizadas a contabilização e a liquidação de diferenças no mercado de curto prazo, entre os agentes, seja no ACL ou no ACR, sempre baseadas no Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e de acordo com as regras e procedimentos de comercialização da CCEE.

As outorgas e concessões estão tratadas no Capítulo V, no qual se define que o MME é quem autorizará a implantação de novos empreendimentos de geração termelétrica, assim como celebrará os contratos para a outorga de concessão de geração de serviço público ou de uso do bem público com os vencedores dos leilões.

Por último, o Capítulo VI aborda as disposições finais e transitórias, e, no que diz respeito à contratação, estabelece, principalmente:

Art. 70 § 2º As concessionárias obrigadas ao cumprimento do previsto no Caput deverão observar nas suas declarações de necessidades de contratação de energia elétrica de que trata o art. 18, a redução gradual de contratação de sua geração própria, conforme estabelecido no art. 10 da Lei nº 9.648/98 e respectiva regulamentação da ANEEL.

Art. 72 A partir de outubro de 2004, nas datas dos respectivos reajustes ou revisões tarifárias, o que ocorrer primeiro, os agentes de distribuição e agentes vendedores deverão celebrar, com seus consumidores potencialmente livres, contratos distintos para a conexão e uso dos sistemas de transmissão ou distribuição e para a compra de energia.

2.3 O PAPEL DOS AGENTES DO MERCADO

Para que o Novo Modelo atinja a eficiência esperada, foi necessário estabelecer uma definição clara a respeito das atribuições de cada um dos agentes de mercado: Geradores, Distribuidores, Comercializadores, Transmissores e Consumidores Livres. Então, a nova legislação prevê principalmente que:

- As distribuidoras não poderão:
 - Desenvolver atividades de geração, transmissão, e venda de energia elétrica a consumidores livres; e
 - Desenvolver atividade estranha ao objeto da concessão.
- As geradoras não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição.

Além desses destaques, os agentes passam a ter os papéis descritos a seguir.

2.3.1 Agente Distribuidor

A atividade de distribuição é uma atividade regulada técnica e economicamente, e passa a ser orientada somente para o serviço de rede e venda de energia para consumidores regulados (cativos). Os consumidores livres têm tratamento diferenciado.

Não será permitido o compartilhamento de barramentos de subestações (seja de transmissão, seja de distribuição).

As empresas que ainda possuírem as atividades de distribuição e geração deverão segregá-las, estabelecendo contratos bilaterais que cubram o período abrangido pelo contrato de self-dealing²⁸ vigente.

Findos esses contratos, a compra e venda de energia entre partes relacionadas será permitida somente através de processo de contratação por meio da CCEE (licitação).

A compra de geração distribuída será prerrogativa da distribuidora.

Para efeito de composição tarifária, o custo desta geração terá que ser igual ou menor que a tarifa da última licitação de geração nova ocorrida no Ambiente de Contratação Regulada (ACR).

Os contratos de backup necessários à geração distribuída serão feitos com as distribuidoras. Quando exercidos esses contratos:

- Serão faturados ao gerador, tendo por base o preço do mercado de curto prazo, contemplando encargos e impostos associados;
- Não serão considerados no cálculo da exposição da distribuidora na CCEE; e
- Será facultado ao titular da geração distribuída contratar backup diretamente com outros geradores.

Os agentes distribuidores são obrigados a permitir a liberdade de acesso à sua rede para os agentes do mercado, além do que, também são responsáveis em viabilizar a expansão do sistema, através das previsões de mercado e conseqüente aquisição de energia, através de leilões, com contratos de longo prazo.

²⁸ Self-dealing: possibilidade de os mesmos grupos controladores, que tivessem ativos de geração e de distribuição, estabelecerem contratos de compra de energia elétrica entre si.

2.3.2 Agente Transmissor

O processo de reestruturação do Setor Elétrico brasileiro tem como pontos principais a desverticalização das empresas, a implantação de um modelo comercial competitivo, a garantia do livre acesso à rede e a licitação da expansão.

O ONS é fruto desse modelo, tendo sido criado para substituir a estrutura cooperativa de coordenação da operação existente e tendo, como responsabilidade, manter os ganhos sinérgicos resultantes da operação dos sistemas de transmissão e geração de energia elétrica. As atividades de transmissão sofrem forte regulação técnica e econômica, cuja natureza caracteriza um monopólio natural, devem ser encaradas como serviço público.

Constitui atribuição do ONS, garantir que todos os agentes do Setor Elétrico tenham acesso à rede de transmissão de forma não discriminatória, e também, permissão à contratação e administração dos serviços de transmissão de energia elétrica e às respectivas condições de acesso bem como aos serviços ancilares.

A regulamentação vigente estabelece que a contratação dos serviços de transmissão se dê através dos Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão (CPST), Contratos de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), Contratos de Conexão (CC) e dos Contratos de Serviços Ancilares (CSA).

2.3.3 Agente Comercializador

Para se tornar um agente comercializador é necessária uma autorização, concedida pela ANEEL.

Os agentes comercializadores atuam basicamente de três maneiras:

- Trader – compra e vende energia elétrica em nome próprio, em mercados livres e organizados, assumindo riscos de mercado;
- Broker – intermedia as negociações e os contatos entre o vendedor e o comprador; e
- Dealer – representa outros agentes ou interessados em participar do mercado livre.

A principal atribuição dos agentes comercializadores engloba a compra e venda de energia, no Ambiente de Contratação Livre (ACL). É, nesse ambiente, que os Comercializadores, competindo com os Consumidores Livres, adquirem dos geradores e produtores independentes, a energia de que necessitam. As quantidades e preços são livremente negociados entre as partes.

Com o Novo Modelo, criou-se uma oportunidade para as comercializadoras, pois, enquanto as distribuidoras são obrigadas a adquirir energia através de contratos de longo prazo, as comercializadoras competirão por contratos de curto prazo, que na maioria das vezes, objetivarão atender o mercado spot. As comercializadoras que tiverem maior competência na previsão e na interpretação dos indicadores do mercado poderão se sobressair, principalmente num ambiente aberto à competição, onde os contratos são negociados de acordo com o montante de energia.

2.3.4 Agente Gerador

Assim como os agentes comercializadores, as geradoras exercem, também, uma atividade amplamente aberta à competição e não são reguladas economicamente.

Com a reestruturação do setor de energia elétrica, as geradoras tiveram garantido o livre acesso ao sistema de transmissão.

No Novo Modelo, ficou definido que as geradoras e os produtores independentes somente podem comercializar energia com as distribuidoras, através dos leilões públicos energia, no ambiente regulado. Já no ambiente livre podem comercializar energia com os consumidores livres e comercializadores através de contratos bilaterais não regulados.

2.3.5 Agente Consumidor Livre

Os consumidores livres serão responsáveis por adquirir sua própria energia, através de negociações bilaterais com os agentes geradores ou com os comercializadores. Essas negociações se darão no âmbito do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Com relação aos consumidores livres, é garantido o acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público. Para isso, o Poder Concedente definirá os critérios de cálculo para o ressarcimento do custo de transporte envolvido.

2.4 ALOCAÇÃO DE RISCOS ENTRE OS AGENTES DE MERCADO

Apesar de o Novo Modelo buscar a segurança no suprimento de energia, objetivando um desenvolvimento econômico sustentável e a modicidade tarifária, de modo a atrair investimentos, ele traz alguns riscos aos agentes, principalmente aos distribuidores, comercializadores, geradores e consumidores livres. Os riscos comuns

a esses agentes são: riscos regulatórios, riscos políticos e riscos legais. Além desses, existem riscos alocados a cada um dos agentes, conforme descrito a seguir:

2.4.1 Os riscos do Agente Distribuidor

- riscos de volume, decorrentes de variações no mercado projetado;
 - riscos de pagamento de penalidades por subcontratação;
 - riscos financeiros quando exceder o limite de quantidade para sobrecontratação com repasse tarifário (3% da carga total);
- riscos de preço, associados ao preço do mercado de curto prazo e ao limite de preço do repasse tarifário.

2.4.2 Os riscos do Agente Comercializador

- riscos setoriais, principalmente aqueles relacionados com a instabilidade de preços e variações de carga, de extrema relevância para o mercado, porém de pouca previsibilidade por parte dos geradores responsáveis pela oferta;
- risco de crédito, no caso de inadimplência de seus clientes;
- riscos operacionais pela complexidade dos contratos bilaterais, como sazonalidade e modulação das quantidades contratadas.

2.4.3 Os riscos do Agente Gerador

- riscos de volume, associados aos riscos hidrológicos e de redução no volume contratado, no caso de contratos que prevêem reduções quando há saída de consumidores potencialmente livres das distribuidoras contratantes;

- riscos de preço, associados à volatilidade dos preços de curto prazo, além do preço obtido na comercialização de energia elétrica nos leilões;
- riscos de crédito, devido a possível inadimplência de consumidores livres, comercializadores e distribuidoras.

2.4.4 Os riscos do Agente Consumidor Livre

- riscos associados à elevação da arrecadação fiscal através de tributos e encargos sociais, que atualmente suportam políticas públicas;
- riscos, caso não se tenha uma tarifa racional para o transporte de energia elétrica;
- incertezas quanto à comprovação do subsídio cruzado, que está sendo eliminado através do realinhamento tarifário;
- riscos financeiros decorrentes dos encargos setoriais;
- riscos associados a possível aumento das perdas técnicas e comerciais das distribuidoras, que são repassadas aos consumidores finais.

3 O PLANEJAMENTO DE MERCADO PARA CONTRATAÇÃO

No contexto do Novo Modelo do Setor Elétrico, o planejamento de mercado tornou-se uma ferramenta de altíssima importância para a correta sinalização da necessidade de expansão da geração de energia elétrica. As projeções de consumo de energia elétrica das empresas de distribuição passaram a ter papel relevante na tomada de decisão da contratação dessa energia, pois tem que ser realizada com até cinco anos de antecedência, trazendo maiores riscos associados aos volumes de compra de energia elétrica.

Neste sentido, as empresas distribuidoras vêm buscando aperfeiçoar cada vez mais seus processos de projeção de consumo, pois o crescimento do consumo de energia elétrica está fortemente associado ao desempenho da economia nacional e regional, que pode ser mensurado através da evolução do PIB, da renda salarial da sociedade ou do nível de desemprego, dentre outros fatores.

Neste capítulo, serão abordados temas relevantes na correta identificação dos fatores de maior influência nas projeções de consumo de energia elétrica. Como a projeção de consumo não é o foco principal do presente trabalho, serão utilizados dados do histórico de consumo de energia elétrica da área de concessão da AES Eletropaulo para o período de quinze anos, compreendido entre 1990 e 2004. Por tratar-se de uma empresa de capital aberto, todas as informações aqui utilizadas são de domínio público e as projeções apresentadas são apenas indicações de possíveis cenários futuros, dentro das condições descritas neste capítulo, sem qualquer compromisso com as projeções reais da empresa.

3.1 ACOMPANHAMENTO DA EVOLUÇÃO DO MERCADO

O acompanhamento e a análise da evolução do mercado consumidor são ferramentas fundamentais para a elaboração de uma base histórica consistente de dados de consumo. No passado recente, o setor elétrico enfrentou uma forte restrição de consumo - o racionamento de energia de 2001 - que trouxe novos parâmetros de comportamento do mercado consumidor, como, por exemplo, o aumento de eficiência em processos industriais e a redução de desperdícios no uso de eletricidade nas residências, no comércio, e nos demais segmentos.

3.2 ABORDAGEM DAS FORÇAS COMPETITIVAS DE MERCADO

Segundo Porter (1989, Vantagem Competitiva, pág. 3), em uma indústria que produza um produto ou um serviço, as regras de concorrência podem ser representadas por cinco forças competitivas, a saber: a entrada de novos concorrentes, a ameaça de substitutos, o poder de negociação dos compradores, o poder de negociação dos fornecedores e a rivalidade entre os concorrentes existentes.

Dentro desta abordagem, podem-se mapear as forças que atuam no mercado de energia elétrica, e identificar sua intensidade para subsidiar os estudos de projeção de consumo de energia elétrica, conforme ilustra a Figura 3.1, a seguir:

As Cinco Forças Competitivas



Figura 3.1

3.2.1 A entrada de novos concorrentes

Conforme já mencionado, com o advento da Lei 9.074/95, foi criada a figura do consumidor livre, que é aquele que pode optar por fornecedores diferentes da distribuidora local, após o encerramento dos contratos em vigor, rompendo, assim, o monopólio das distribuidoras.

Em decorrência do novo comportamento do mercado, após o racionamento de 2001, bem como do elevado investimento em geração, ocorrido entre 2001 e 2002, constatou-se uma grande sobra na oferta de energia elétrica. Com esta oferta excedente, houve uma queda nos preços praticados pelos geradores, que incentivou a migração de consumidores cativos para o mercado livre.

O impacto da migração de consumidores para o mercado livre reduz a receita de fornecimento da empresa, mas pode ser mitigado pela correspondente

redução na aquisição de energia e encargos setoriais e na recomposição da tarifa adicional, cobrada pelo uso do sistema de distribuição da Empresa. Entretanto, a maior ameaça está relacionada à redução da participação no mercado e ao fortalecimento da ação de concorrentes²⁹ na área de concessão da distribuidora.

Outro novo concorrente é formado pelos empreendimentos de geração de energia elétrica, através de fontes renováveis, que podem ofertar energia aos consumidores enquadrados no subgrupo tarifário A4. Neste caso, quando houver a migração destes consumidores, a distribuidora local não tem um instrumento de mitigação do volume de energia adquirido para atendimento a estes consumidores, o que traz riscos maiores ao negócio regulado de distribuição. Este risco pode ser reduzido se a implementação do PROINFA (Programa de Incentivo às Fontes Alternativas) tiver sucesso, atraindo os empreendimentos de geração através de fontes renováveis para venda da energia à Eletrobrás.

Assim, os novos concorrentes das distribuidoras passaram a ser as empresas de geração e de comercialização de energia.

3.2.2 A ameaça de substitutos

A ameaça de substitutos pode ser caracterizada pela substituição da energia elétrica por gás natural. O mercado do gás natural vem crescendo rapidamente nos últimos anos através de ações de comercialização pelas distribuidoras. Seus mercados-alvo são clientes consumidores do óleo combustível, diesel, Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) e energia elétrica, utilizados em diversas aplicações, inclusive para geração e co-geração de energia.

²⁹ Concorrentes – no limite, a distribuidora é monopolista de sua rede de distribuição, não havendo portanto, concorrência entre as distribuidoras. Neste caso, os concorrentes considerados são os comercializadores e os geradores.

Uma das estratégias da utilização do gás pelos clientes tem sido a geração distribuída, principalmente em substituição à energia elétrica consumida no horário de ponta pelas empresas. Aceleradas pelo potencial de redução de custos pelo uso, no horário de ponta do sistema elétrico, e pela eventual combinação do uso do potencial térmico, além da exigência de redundância e confiabilidade dos sistemas de geração, as empresas têm buscado novas alternativas de geração distribuída nos sistemas a gás.

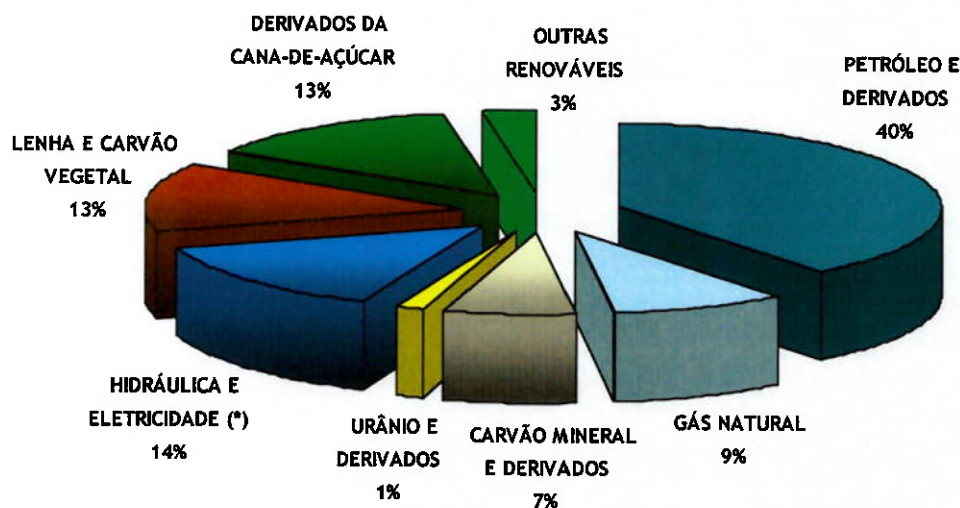
Além disso, um dos comportamentos verificados nos clientes de energia elétrica durante o racionamento de 2001, foi a procura do gás em substituição à eletricidade, como forma de garantir confiabilidade à produção e às atividades da economia em geral, opção esta que ainda repercute no mercado de energia elétrica. Os estudos de substituição de sistemas elétricos tais como fornos, caldeiras, estufas, secadores, ar condicionado, câmaras frigoríficas, entre outros, para sistemas a gás, apresentam normalmente retorno de investimento entre dois a cinco anos.

Antes do racionamento, o volume de investimento inicial e as dificuldades técnicas de adaptação e conexão à rede de gás retardavam a tomada de decisão dos clientes a favor da substituição energética. Com o racionamento de 2001, e com as notícias das descobertas de grandes reservas na bacia de Santos, que poderiam reduzir os preços desse energético, as decisões dos principais clientes a favor da substituição de equipamentos elétricos por equipamentos a gás, de forma definitiva, podem ser ampliadas.

Entretanto, com as crises de abastecimento de gás na Argentina e a crise política na Bolívia, este quadro pode ser revertido, já que o abastecimento de gás poderá ficar comprometido nos próximos anos.

Outro fator importante é a observação da participação dos energéticos na matriz energética nacional, conforme ilustrado pelo Gráfico 3.1, a seguir.

Matriz Energética 2004 - Oferta Interna de Energia



Fonte: BEN 2005 Tabela 1.2.a (Unidade 10^3 tep)

(*) 1 kWh = 860 kcal

Gráfico 3.1

As fontes alternativas à energia elétrica são representadas principalmente pelo gás natural, em expansão no Estado de São Paulo. No início da década de 90, a participação do gás natural na matriz energética era 0,5% passando para 5,2% em 2003. A eletricidade, por sua vez, passou de 17,7% para 16,4%. Os derivados do petróleo também perderam participação (46,8% para 42,5%), o que pode indicar que o gás natural esteja deslocando parte da demanda deste energético. O Gráfico 3.2 apresenta a composição da matriz energética do Estado de São Paulo até 2003³⁰.

³⁰ Balanço Energético do Estado de São Paulo – 2004, Secretaria de Energia e Recursos Hídricos do Estado de São Paulo

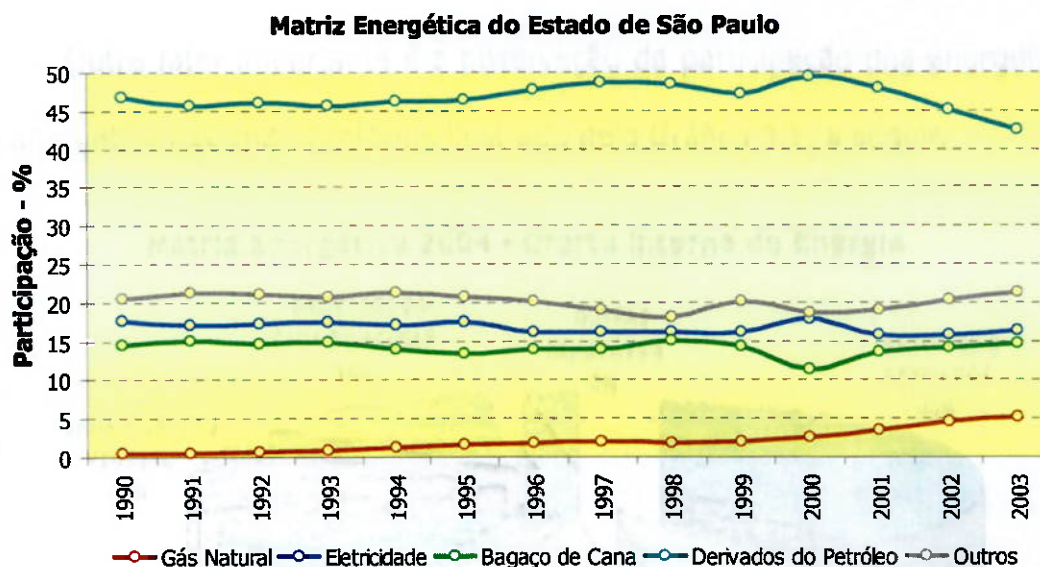


Gráfico 3.2

3.2.3 O poder de negociação dos compradores

Os compradores que têm poder para negociar condições de preço são aqueles que podem optar pelo mercado livre. São considerados consumidores potencialmente livres, aqueles que podem optar por fornecedores diferentes da distribuidora local após o encerramento dos contratos em vigor. Atualmente existem dois tipos de consumidores potencialmente livres:

- Consumidores potencialmente livres para comprar energia de fonte de geração convencional e/ou renovável: os consumidores com pelo menos 3 MW e com tensão de fornecimento maior que 69 kV, ou independentemente de tensão de fornecimento, desde que ligados após julho de 1995.
- Consumidores potencialmente livres para comprar energia somente de fonte de geração renovável: consumidores ou grupos de consumidores, independentemente da tensão, com no mínimo 500 kW, podem optar por

comprar energia de pequenas centrais hidrelétricas, eólicas, solares ou de biomassa.

Entretanto, o poder de negociação dos consumidores potencialmente livres tem suas limitações. O mercado livre possibilita vantagens no que diz respeito aos custos, mas traz também desvantagens e riscos para o consumidor em relação à sua condição de consumidor cativo. O preço cobrado do consumidor final de energia elétrica é resultado não apenas do preço da energia livremente negociada, pois o consumidor continua conectado ao sistema elétrico da distribuidora. Além do custo da energia propriamente dita, também são pagos pelo consumidor:

- TUST – Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão: tarifa paga pelo uso da rede básica de transmissão e pelo custo das conexões entre a empresa produtora e a rede básica e, desta, com a rede local da empresa consumidora;
- TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição: tarifa paga pelo uso da rede de distribuição da concessionária local e encargos setoriais;
- CC – Custo de Conexão: tarifa que visa cobrir despesas com conexão e implantação de sistemas de medição;
- Perdas de transmissão: perdas na transmissão de energia através da rede básica, calculadas pela CCEE.

A tarifa de uso da rede básica é estabelecida pela ANEEL, com base nos custos dos investimentos no sistema de transmissão e da localização dos pontos de produção e de consumo de energia elétrica.

Assim, enquanto um consumidor cativo recebe apenas uma conta de energia, um consumidor livre pode receber várias contas. Normalmente, o consumidor livre recebe pelo menos três contas de energia elétrica, referente à

parcela cativa (se houver), emitida pela concessionária local, ao Uso da Rede de Distribuição, também emitida pela concessionária local e, no mínimo, uma conta referente ao fornecimento de energia, já que o consumidor livre pode comprar energia de quantos fornecedores diferentes desejar.

É importante esclarecer que um consumidor livre não deixa de ser cliente de sua concessionária local, pois sua opção de escolha refere-se apenas à parcela da componente energia elétrica.

3.2.4 O poder de negociação dos fornecedores

No caso dos fornecedores, a própria legislação criou uma condição de transparência para regulamentar o poder de negociação dos fornecedores, neste caso representado pelos geradores, que foi a obrigatoriedade das distribuidoras em adquirir energia somente através dos leilões públicos de energia elétrica estabelecidos pelo MME. Assim, os fornecedores passaram a competir entre eles para obterem sucesso na venda de energia elétrica através dos leilões públicos.

A regulamentação dos leilões criou também dois mercados não formais para os geradores, caracterizados pelo tipo de oferta, que pode ser decorrente de energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente, chamada no jargão do setor de “energia velha”, ou de energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração, chamada “energia nova”.

Como haverá leilões exclusivos para cada tipo de oferta, não haverá competição direta entre “energia nova” e “energia velha”, mas indiretamente os dois tipos de oferta serão mutuamente dependentes, pois o MME definirá as condições de contratação e renovação dos contratos associados à energia existente.

3.2.5 A rivalidade entre os concorrentes existentes

As empresas de distribuição têm grande desvantagem na manutenção de sua base de consumidores, uma vez que sua atividade é regulada, não sendo permitido a elas praticarem preços diferenciados, mas tarifas reguladas e respeitando o conceito de isonomia de seus consumidores de mesmo subgrupo tarifário.

Entre as distribuidoras pode haver disputa por novos consumidores em função da composição de sua tarifa, pois poderá haver diferentes valores de TUSD e de custo médio de compra de energia.

O que as distribuidoras devem buscar é o aumento de sua eficiência operacional e a melhoria de seus indicadores de qualidade de fornecimento de energia elétrica.

3.3 ELASTICIDADE-REND A DA ENERGIA ELÉTRICA

O objetivo do uso da elasticidade da demanda é proporcionar uma medida do grau de inter-relação entre a demanda e uma variação qualquer da renda. A elasticidade-renda da demanda de um bem (ϵ) pode ser definida como a sensibilidade desta ante as variações da renda, obtida através da Fórmula 3.1, a seguir:

$$\epsilon = \frac{\frac{\Delta GWh}{GWh}}{\frac{\Delta Renda}{Renda}} = \frac{\%GWh}{\%Renda}$$

Fórmula 3.1

Através da estimativa das sensibilidades dos consumos totais de energia elétrica, incluindo todos os consumidores vinculados ao sistema elétrico, frente às variações do Produto Interno Bruto nacional total, pode-se obter a elasticidade-renda. Esta correlação é um dos fatores mais importantes na metodologia de projeção de consumo de energia elétrica, por associar o PIB nacional.

Assim, a elasticidade-renda da energia elétrica corresponde à variação percentual do consumo de energia, dada a variação de 1% na renda. Se este valor for maior do que 1, a demanda é considerada elástica, ou seja, o consumo cresce mais que a renda. Se for igual a 1, a demanda é unitária, sugerindo que o consumo varia na mesma proporção da renda. Se for menor do que 1, a demanda é inelástica e o consumo varia menos do que a renda. Se for menor do que zero, o bem deixa de ser normal e passa a ser inferior, ou seja, seu consumo diminui quando há aumento da renda, o que claramente não é o caso da energia elétrica. A Figura 3.2 ilustra o conceito de elasticidade.

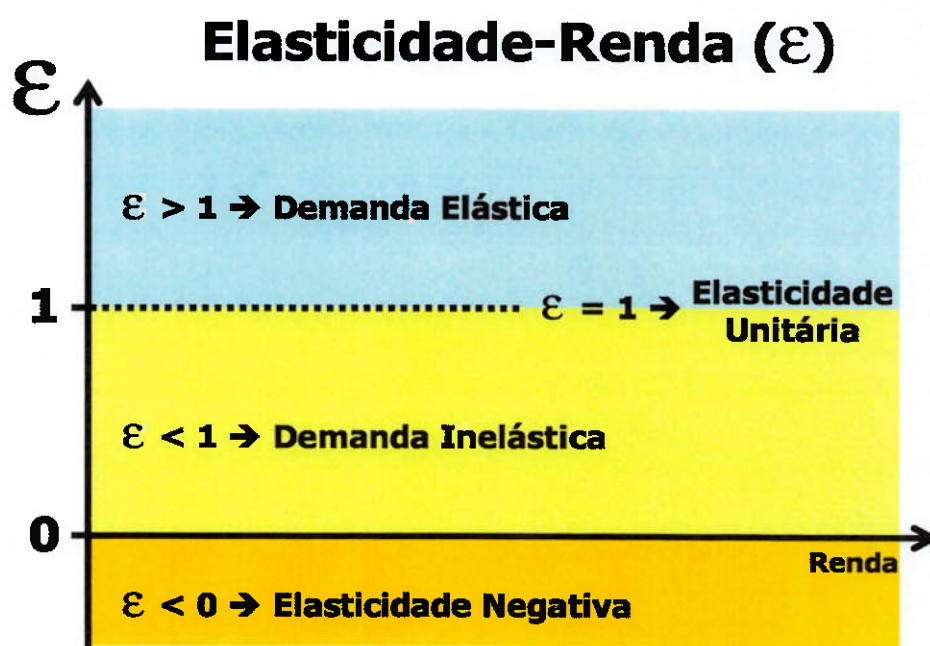


Figura 3.2

Entre os fatores que afetam a elasticidade-renda, destacam-se a necessidade do bem, a renda e a possibilidade de substituição do bem.

Um bem pode ser qualificado como essencial ou de luxo. Usualmente, quando um bem é considerado essencial, a elasticidade-renda é baixa. Variações na renda (positivas ou negativas) não afetam o consumo de forma acentuada, o que se revela através de uma elasticidade baixa.

Já os bens de luxo, por sua vez, apresentam elasticidade-renda alta. Assim, como um alto crescimento na renda permite a apropriação deste tipo de bem, um decréscimo na renda gera queda no consumo.

A energia elétrica, entre outros bens, costuma ser caracterizada como um bem essencial, o que sugere elasticidade-renda baixa.

Quando o bem é essencial, períodos marcados por alto crescimento da renda costumam apresentar demanda inelástica. Isto significa que, para uma pequena variação no consumo do bem, uma alta taxa de crescimento da renda propiciará uma elasticidade baixa.

O outro fator que afeta a elasticidade-renda é a possibilidade de substituição do bem. Bens facilmente substituíveis podem apresentar elasticidade-renda maior do que a unidade. O decréscimo na renda pode incentivar o consumidor a procurar fontes alternativas para substituir o consumo do bem, principalmente se ele for essencial.

As fontes alternativas à energia elétrica são representadas principalmente pelo gás natural, conforme já descrito.

Dependendo da característica do mercado da área de concessão das diferentes empresas de distribuição, a elasticidade-renda pode variar de valores inferiores à unidade (inelástica), até valores bastante superiores à unidade (elástica).

3.4 PERDAS TÉCNICAS E COMERCIAIS

Os requisitos de energia elétrica de uma empresa distribuidora representam as quantidades totais líquidas injetadas no seu sistema elétrico e necessárias para atendimento aos consumidores cativos, aos consumidores livres e mais a todas as perdas e diferenças de faturamento. Historicamente, essas perdas são tomadas como as diferenças entre as quantidades de energia elétrica injetadas e a soma dos fornecimentos aos mercados, cativo e livre, possuindo duas naturezas distintas: as perdas técnicas e as perdas não técnicas (comerciais).

As perdas técnicas são decorrentes da circulação da energia no sistema elétrico e estão relacionadas com as características físicas e o carregamento do sistema elétrico, podendo ser adequadamente calculadas pela simulação de modelos de fluxo de potência.

Já as perdas denominadas não técnicas, identificadas pela diferença entre as perdas totais e as técnicas, são muito mais difíceis de serem qualificadas, porquanto podem ser originárias de diferenças entre os diversos calendários de medição, de deficiências e erros nos sistemas de faturamento e controle, da existência de consumidores não regularizados (ligações clandestinas) e das ocorrências de fraudes de energia elétrica.

O primeiro estudo específico de perdas técnicas em sistemas de distribuição foi desenvolvido em 1981, no âmbito do CODI (Comitê de Distribuição),

cujo produto foi o Relatório SCEI-16.01 Perdas, Análise Custo/Benefício. Nesse Relatório foram analisadas, sob o ponto de vista das perdas técnicas, a compensação de reativos, a elevação de tensão, os carregamentos econômicos de condutores e transformadores de distribuição, sem, contudo apresentar metodologia para a quantificação das mesmas nos sistemas de distribuição.

Desde essa época, os indicadores de perdas cresceram, por um lado pela falta de investimentos no setor, o que acarretou um carregamento mais elevado das instalações, aumentando as perdas técnicas; por outro lado, pela falta de um gerenciamento mais efetivo no combate às fraudes e roubo de energia, implicando num aumento das perdas comerciais.

Mesmo assim, as empresas não mudaram sua forma de atuar, e muitas, simplesmente, passaram a incluir o custo das perdas na definição dos seus investimentos.

Foi, a partir das alterações institucionais no Setor, principalmente através das privatizações, nas quais os contratos de concessão passaram a estabelecer limites para repasse às tarifas dos custos associados às perdas, que as concessionárias começaram a analisar esse item de forma empresarial, com destaque para a melhor gestão de seus ativos e a geração de lucros.

As perdas comerciais representam uma redução direta na receita da empresa, pois a energia elétrica foi comprada, transportada e entregue, mas não foi paga pelo consumidor em decorrência de problemas cadastrais ou desvios ocasionados por roubos ou furtos. Sua redução deve ser obtida através de programas de combate às fraudes e roubos de energia elétrica.

Já as perdas técnicas, que são inerentes à operação dos sistemas elétricos, têm também um custo associado, pois da mesma forma, a energia elétrica é comprada, mas não é faturada. Sua redução pode ser obtida com investimentos adicionais no sistema elétrico.

A grande diferença entre as perdas comerciais e técnicas para a contratação de energia elétrica é que a variação das perdas técnicas tem impacto no volume de energia comprada, enquanto que variações nas perdas comerciais têm rebatimento somente na receita da empresa.

Cabe destacar que, sob a ótica regulatória, as perdas totais são consideradas para efeito de repasse às tarifas, mediante a aplicação de limites previstos na regulamentação.

3.5 METODOLOGIA DE PREVISÃO DE MERCADO

A metodologia de previsão adotada pela maioria das empresas corresponde ao caminho clássico, que procura analisar e prever o mercado de modo desagregado, através de suas relações de dependência com variáveis sócio-econômicas e demográficas, respeitando sempre os efeitos das mudanças estruturais decorrentes dos ciclos econômicos e de situações especiais que afetam a ocorrência da demanda por eletricidade.

Os métodos e critérios tradicionalmente adotados nas previsões por classe de consumo são os seguintes:

Para a Classe Residencial, a previsão é feita através do produto entre as estimativas do número de consumidores e o consumo médio anual por consumidor. O número de consumidores é previsto em função do seu relacionamento com a

população total da área de atuação da empresa. A obtenção das estimativas do consumo médio anual por consumidor é feita por correlação com a renda assalariada nominal da Região Metropolitana de São Paulo, no caso da AES Eletropaulo, e, para interpretar os efeitos do racionamento, é feito um expurgo na base de dados.

Para as Classes Industrial e Comercial, as previsões são trabalhadas em três etapas. Na primeira etapa, são projetadas as necessidades totais de energia destes dois segmentos, considerando todas as formas de energia, incluindo os consumidores livres, tomando como base sua correlação histórica com as economias setoriais e, no caso da categoria comercial, também com o número de consumidores. Na segunda etapa, após a obtenção das necessidades globais futuras de energia das duas classes de consumo, são aplicadas as premissas de redução de participação da eletricidade na energia total demandada, atribuídas aos deslocamentos provocados pelos aumentos de participação do gás natural canalizado. Nesta etapa, pela aplicação de um fator de conversão, a energia elétrica volta à sua unidade original de medida (GWh)³¹. Não são considerados os montantes relativos aos consumidores que optaram ou venham a optar pela troca de fornecedor dentro do ambiente de livre contratação.

Para as Demais Classes, os consumos previstos das classes rural, poder público, iluminação pública e serviço público são obtidos em função de suas associações com a economia ao longo do período que antecedeu o racionamento. Da mesma forma que as outras classes avaliadas, os dados são tratados na sua forma total, ou seja, contendo todos os consumidores inclusive os livres.

³¹ GWh é a medida do consumo de energia elétrica em Watts (W) em um determinado período de tempo expresso em horas (h).

Nas previsões constantes deste trabalho, foi adotada uma grande simplificação, tendo em vista que o objetivo principal é o da avaliação dos riscos associados à contratação. Neste sentido, adotaram-se três cenários para o PIB nacional e uma elasticidade-renda igual à unidade.

Quando se compara a carga própria da área de concessão da AES Eletropaulo com o PIB nacional, observa-se uma forte aderência quanto à adoção da elasticidade-renda igual à unidade. No período compreendido entre 1991 e 2004, à exceção do período do racionamento de 2001 e do ano de 2003, as taxas de crescimento da carga própria e do PIB nacional foram muito próximas, como ilustra o Gráfico 3.3.

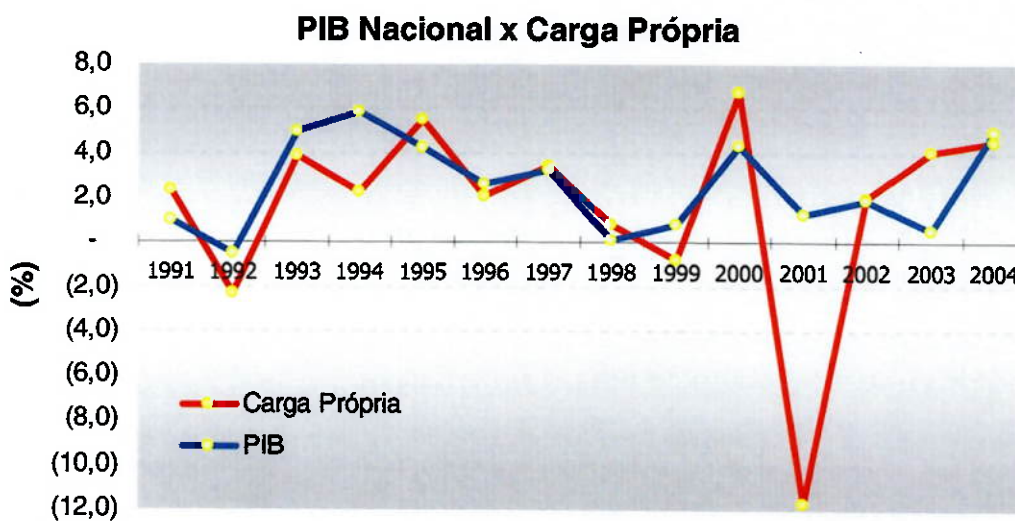


Gráfico 3.3

4 CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Conforme já mencionada no Capítulo 2, a contratação de energia elétrica passou a ser obrigatória a partir da Lei nº 8.631/93, pois, até então, as empresas supridoras faturavam a energia elétrica pelo valor medido do consumo de energia elétrica mensal. Os novos contratos estabeleceram compromissos de compra de uma quantidade pré-determinada mediante a aplicação de uma tarifa regulada. Eventuais necessidades adicionais em relação às quantidades de energia elétrica contratadas eram adquiridas dos fornecedores, porém, em caso da existência de sobras contratuais, não havia mecanismo de compensação.

Estas regras de contratação de energia elétrica foram modificadas com a Lei nº 9.648/98, que instituiu a livre negociação da compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados, considerada um enorme avanço para a abertura do mercado. Como já mencionado no Capítulo 2, foram criadas condições para a transição, como o estabelecimento de contratos transitórios chamados Contratos Iniciais.

Durante o período de transição acima mencionado, houve a eleição do Presidente Lula e, com ele, uma nova filosofia de atração de investimentos foi desenhada, trazendo uma grande alteração na regulamentação da contratação de energia elétrica, através da edição da Lei nº 10.848/04. Esta Lei criou um novo período de transição e passou a obrigar as empresas de distribuição de energia elétrica a garantirem o atendimento à totalidade de seus mercados, mediante contratação regulada, por meio de licitação. O mecanismo escolhido pelo governo foi o estabelecimento de leilões públicos para compra de energia elétrica.

Neste contexto, os contratos de compra e venda de energia elétrica passam a ter um papel fundamental na gestão de risco³² da atividade de distribuição de energia elétrica, que é uma atividade que deveria ser neutra do ponto de vista da compra de energia.

Foram criados dois diferentes ambientes de contratação de energia elétrica: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), conforme definição estabelecida no Decreto nº 5.163/04, em seu artigo 1º, parágrafo 2º, conforme segue:

§ 2º Para fins de comercialização de energia elétrica, entende-se como:

I - **Ambiente de Contratação Regulada - ACR** o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos; (grifo nosso)

II - **Ambiente de Contratação Livre - ACL** o 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; (grifo nosso)

A contratação regulada será formalizada por meio de contratos bilaterais, denominados "Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado" (CCEAR), celebrados entre cada empresa de geração e todas as empresas de distribuição. Os parágrafos 2º e 3º do artigo 1º da Lei nº 10.848/04 estabelecem as condições de contratação de energia elétrica dentro dos dois ambientes mencionados:

§ 2º Submeter-se-ão à **contratação regulada** a compra de energia elétrica por concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de **distribuição** de energia elétrica, nos termos do art. 2º desta Lei, e o fornecimento de energia elétrica para o mercado regulado. (grifo nosso)

§ 3º A **contratação livre** dar-se-á nos termos do art. 10 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, mediante operações de compra e venda de energia elétrica envolvendo os agentes concessionários e autorizados de **geração**,

³² **Risco** é entendido, neste trabalho, como a probabilidade de ocorrer um prejuízo financeiro relevante que pode prejudicar a condição econômico-financeira das operações de uma empresa.

comercializadores e importadores de energia elétrica e os consumidores que atendam às condições previstas nos artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, com a redação dada por esta Lei. (grifo nosso)

A Figura 4.1 ilustra, de forma simplificada, o novo arranjo contratual descrito pela Lei nº 10.848/04.

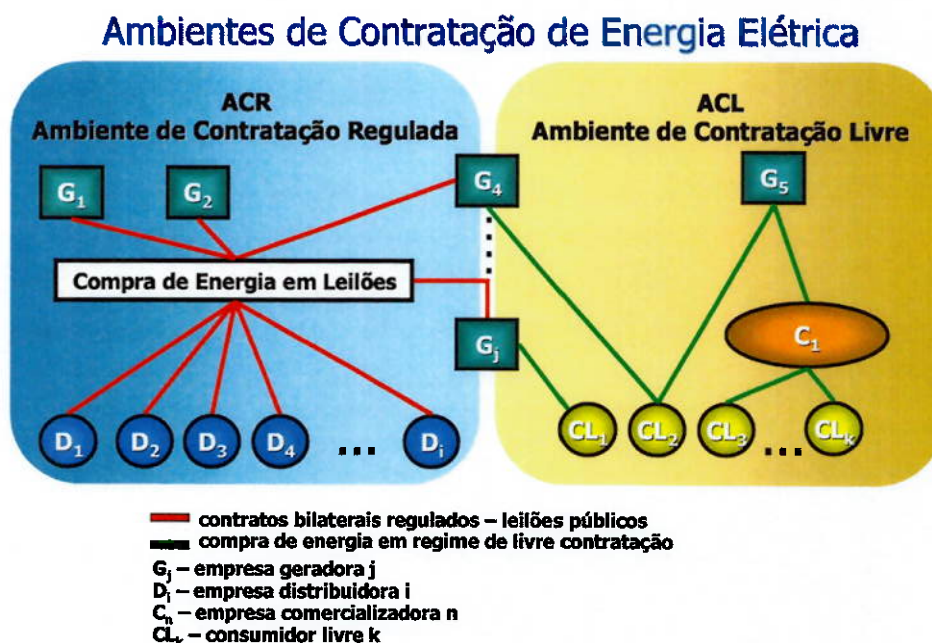


Figura 4.1

4.1 AS REGRAS DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As condições gerais das Regras de Contratação de energia elétrica foram estabelecidas através do artigo 2º da Lei nº 10.848/04, conforme segue:

Art. 2º As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de **distribuição de energia elétrica** do Sistema Interligado Nacional – SIN **deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, mediante contratação regulada**, por meio de licitação, conforme regulamento, o qual, observadas as diretrizes estabelecidas nos parágrafos deste artigo, disporá sobre:

- I - mecanismos de incentivo à contratação que favoreça a modicidade tarifária;
- II - garantias;
- III - **prazos de antecedência de contratação e de sua vigência**;
- IV - mecanismos para cumprimento do disposto no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, acrescido por esta Lei;

V - condições e limites para repasse do custo de aquisição de energia elétrica para os consumidores finais;

VI - mecanismos para a aplicação do disposto no art. 3º, inciso X, da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, por descumprimento do previsto neste artigo. [...]

§ 2º A contratação regulada de que trata o caput deste artigo deverá ser formalizada por meio de contratos bilaterais denominados **Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR**, celebrados entre cada concessionária ou autorizada de geração e todas as concessionárias, permissionárias e autorizadas do serviço público de distribuição, devendo ser observado o seguinte:

I - as distribuidoras serão obrigadas a oferecer garantias;

II - para a energia elétrica proveniente de empreendimentos de **geração existentes, início de entrega no ano subsequente** ao da licitação e prazo de suprimento de no **mínimo 3 (três) e no máximo 15 (quinze) anos**;

III - para a energia elétrica proveniente de **novos empreendimentos de geração, início de entrega no 3º (terceiro) ou no 5º (quinto) ano** após a licitação e prazo de suprimento de no **mínimo 15 (quinze) e no máximo 35 (trinta e cinco) anos**.

§ 3º Excetuam-se do disposto no § 2º deste artigo as licitações de **compra das distribuidoras para ajustes**, em percentuais a serem definidos pelo Poder Concedente, que não poderão ser superiores a 5% (cinco por cento) de suas cargas, cujo **prazo máximo de suprimento será de 2 (dois) anos**. (grifo nosso)

Assim, o estabelecimento dos novos contratos de compra e venda de energia elétrica com antecedência de até cinco anos tornou-se um grande desafio para as empresas de distribuição, que precisarão de ferramentas sofisticadas de projeção de consumo de energia elétrica para o gerenciamento de riscos de volume, de preço e operacionais. Anualmente, as distribuidoras têm que realizar declarações de compra de energia elétrica para os anos “A - 3” e “A - 5”, conforme descrito a seguir.

A Figura 4.2³³ apresenta, de forma esquemática, a contratação de energia elétrica pelas distribuidoras na sua forma temporal, onde:

³³ Contratação Regular das Distribuidoras (no ACR). Ministério de Minas e Energia, Modelo Institucional do Setor Elétrico, Brasília, 11 de dezembro de 2003.

- Ano-base "A" representa o ano de previsão para o início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição por meio dos leilões;
- Ano "A - 1" representa o ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica;
- Ano "A - 3" representa o terceiro ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica, para garantir o atendimento do mercado projetado para o ano alvo "A"; e
- Ano "A - 5" representa o quinto ano anterior ao ano-base "A" em que se realizam os leilões de compra de energia elétrica, para garantir o atendimento do mercado projetado para o ano alvo "A".

Contratação de Energia no ACR

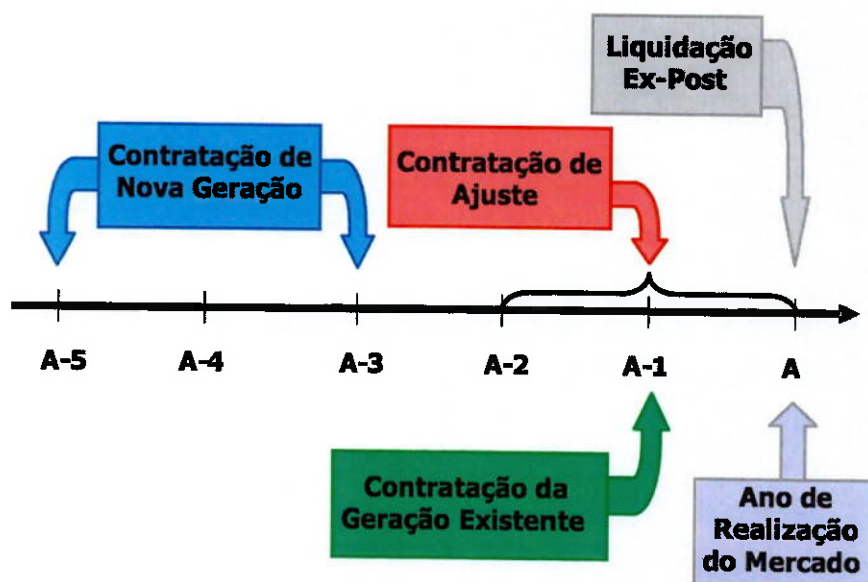


Figura 4.2

Para o cumprimento dos prazos que antecedem as contratações de energia elétrica apresentadas na Figura 4.2, as empresas de distribuição têm que declarar

suas previsões de consumo de energia elétrica, bem como seus montantes a serem contratados, na forma descrita nos artigos 17 e 18 do Decreto nº 5.163/04, que regulamenta a Lei nº 10.848/04.

Art. 17. A partir de 2005, todos os agentes de distribuição, vendedores, autoprodutores e os consumidores livres deverão informar ao Ministério de Minas e Energia, **até 1º de agosto de cada ano**, as previsões de seus mercados ou cargas para os cinco anos subseqüentes. (grifo nosso)

Art. 18. Sem prejuízo da obrigação referida no art. 17, todos os agentes de distribuição, a partir de 1º de janeiro de 2006, **em até sessenta dias antes da data prevista para a realização de cada um dos leilões** de que trata o art. 19, deverão apresentar declaração ao Ministério de Minas e Energia, definindo os montantes a serem contratados para recebimento da energia elétrica no centro de gravidade de seus submercados e atendimento à totalidade de suas cargas. (Redação dada pelo Decreto nº 5.499, de 25 de julho de 2005, grifo nosso)

Além da antecedência na contratação, uma série de restrições foram estabelecidas através do Decreto nº 5.163/04, como, por exemplo, os instrumentos de contratação de energia elétrica e os produtos associados, os limites de repasse de custos com energia comprada às tarifas dos consumidores finais, limites de repasse do montante de energia comprada e a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação para atendimento à totalidade do mercado da distribuidora.

4.2 APLICAÇÃO DE PENALIDADES POR INSUFICIÊNCIA DE CONTRATAÇÃO

A insuficiência de contratação de energia elétrica (subcontratação) é caracterizada quando, na aferição anual realizada pela CCEE, for identificado que o mercado de consumo de energia elétrica anual da distribuidora é maior que seus contratos de compra de energia elétrica no mesmo período, ou seja, o nível de contratação for inferior a 100% do mercado realizado.

Nesta situação, a penalidade por subcontratação é composta por duas parcelas. A primeira parcela é dada pelo pagamento da quantidade não contratada

multiplicada pelo maior valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) e o Valor Anual de Referência (VR).

A segunda parcela está associada ao repasse dos custos decorrentes da compra de energia elétrica no mercado de curto prazo, que estão limitados ao volume comprado, multiplicado pelo menor valor entre o PLD e o VR. Caso o PLD seja menor que o VR, não há ônus adicional para a distribuidora. Caso contrário, a segunda parcela de penalidade é dada pelo não repasse às tarifas dos consumidores finais do pagamento do volume comprado no mercado de curto prazo, multiplicado pela diferença entre o PLD e o VR. A Figura 4.3 ilustra duas situações possíveis relativas às penalidades descritas:

Pagamentos decorrentes de subcontratação

	Se PLD for MENOR que VR	Se PLD for MAIOR que VR
	PLD VR	PLD VR
Aplicação de Penalidade - ANEEL	- VR * Q	- PLD * Q
Compra no Mercado de Curto Prazo	- PLD * Q	- PLD * Q
Repasse da Compra às tarifas	+ PLD * Q	+ VR * Q
Impacto Total da Subcontratação	- VR * Q	- PLD * Q + (VR - PLD) * Q
Q = quantidade de energia não contratada		

Figura 4.3

4.3 INSTRUMENTO DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E PRODUTOS ASSOCIADOS

Os principais instrumentos de contratação de energia elétrica são os leilões para compra de energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente (leilões de energia existente), e os leilões para compra de energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração (leilões de energia nova). Estes leilões têm características diferentes em relação à antecedência da contratação e duração dos contratos, dentre outras.

Os leilões, para compra de energia elétrica nos anos "A - 5" e "A - 3", serão promovidos para energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração e terão contratos com duração de quinze a trinta³⁴ anos, contados a partir do início do suprimento. Já os leilões para compra de energia elétrica no ano "A - 1" serão promovidos para energia elétrica proveniente de empreendimento de geração existente e terão contratos com duração de cinco³⁵ a quinze anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão.

Ainda para os leilões, para compra de energia elétrica nos anos "A - 5" e "A - 3", foi criada uma condição, em caráter excepcional, para empreendimentos de energia existente que apresentem parcela de energia elétrica não contratada e atendam a alguns requisitos, conforme estabelecido no artigo 22 do Decreto nº 5.163/04, a seguir:

Art. 22. Até 31 de dezembro de 2007, excepcionalmente, nos leilões para contratação de energia [...] que atendam cumulativamente aos seguintes requisitos:

I - que tenham obtido outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004;

³⁴ O artigo 27 do Decreto nº 5.163/04 estabelece período de duração do CCEAR de novos empreendimentos de geração diferente do período estabelecido pelo artigo 2º da Lei nº 10.848/04, que é de 15 (quinze) a 35 (trinta e cinco) anos.

³⁵ O artigo 27 do Decreto nº 5.163/04 estabelece período de duração do CCEAR de empreendimentos de geração existente diferente do período estabelecido pelo artigo 2º da Lei nº 10.848/04, que é de 3 (três) a 15 (quinze) anos.

II - que tenham iniciado a operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000; e

III - cuja energia não tenha sido contratada até 16 de março de 2004.

§ 1º Poderá ser ofertada nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos, nos termos do inciso III do caput, a parcela de energia que não esteja contratada para atendimento a consumidores finais, por meio de agente de distribuição ou agente vendedor.

Estes empreendimentos estão sendo chamados de "usinas BOTOX³⁶", no jargão do mercado, por tratar-se de energia existente com tratamento de energia nova.

Há ainda previsão para os leilões que serão específicos para contratação de ajuste, com contratos de duração de até dois anos, onde poderão participar, além dos geradores privados e estatais, os comercializadores e importadores. Nestes leilões, as distribuidoras poderão adquirir montante de energia elétrica limitado a 1% (um por cento) da sua carga total contratada. Esta restrição de quantidade nos leilões de ajuste foi estabelecida pelo parágrafo primeiro do artigo 26 do Decreto nº 5.163/04, conforme segue:

§ 1º O montante total de energia contratado em leilões de ajuste não poderá exceder a **um por cento** da carga total contratada de cada agente de distribuição. (grifo nosso)

Entretanto, esta é uma forte restrição imposta pela regulamentação do MME, através do Decreto nº 5.163/04, uma vez que a Lei nº 10.848/04, em seu artigo 2º, parágrafo 3º, estabelecia que o limite seria, no máximo, de 5% (cinco por cento), como segue:

§ 3º Excetuam-se do disposto no § 2º deste artigo as licitações de compra das distribuidoras para ajustes, em percentuais a serem definidos pelo Poder Concedente, que **não poderão ser superiores a 5% (cinco por cento) de**

³⁶ BOTOX - marca registrada da Allergan, Inc. Irvine CA 92612, é a marca da toxina botulínica tipo A. Inicialmente, o produto tinha função neuromuscular, utilizado principalmente para coibir espasmos na pálpebra e corrigir estrabismo. A toxina, que é produzida pela bactéria *Clostridium botulinum*, causa da doença chamada botulismo, age no músculo de maneira a diminuir ou eliminar os impulsos que o acionam. De tão popular que se tornou, dá nome ao produto e já redundou até em adjetivo, "botocada", utilizado para designar mulheres que fazem uso cosmético de suas propriedades bioquímicas. Mais recentemente, o setor elétrico passou a utilizar o nome BOTOX para fazer menção a usinas existentes ou em construção que não têm sua energia contratada. Site: www.allergan.com

suas cargas, cujo prazo máximo de suprimento será de 2 (dois) anos. (grifo nosso)

Adicionalmente, as distribuidoras podem contratar energia elétrica através de geração distribuída, que são as fontes de geração conectadas diretamente ao sistema elétrico da distribuidora, com restrição do montante adquirido de até dez por cento da sua carga. Além das restrições de volume de compra de energia, há restrições de repasse dos custos associados, que serão detalhadas no item 4.5.1.

A energia elétrica, proveniente de Itaipu e dos empreendimentos relacionados ao PROINFA³⁷, não será abordada como instrumento de contratação por referir-se à contratação compulsória, na qual as distribuidoras apenas recebem o valor que têm obrigação de contratar. Na verdade, estas duas fontes podem ser fatores de risco de volume para as distribuidoras, uma vez que a energia proveniente de Itaipu sofrerá redução na quantidade a ser rateada entre as distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste. No caso da energia proveniente dos empreendimentos do PROINFA, há muitas incertezas quanto à sua disponibilidade nas datas pré-estabelecidas pelo MME, podendo provocar necessidades de compras adicionais em caso de atrasos. Entretanto, entende-se que as distribuidoras não poderão ser penalizadas caso haja eventuais exposições de volume equivalentes às reduções de Itaipu e do PROINFA mencionados.

³⁷ PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica, instituído pela Lei nº 10.438/02, com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional.

4.4 LIMITES DE REPASSE DE CUSTOS COM ENERGIA COMPRADA ÀS TARIFAS

O repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos com energia comprada está associado à combinação de limites de preço e limites de quantidades da energia elétrica comprada.

4.4.1 Limites de repasse do montante de energia comprada

O repasse do montante de energia comprada está limitado a 103% (cento e três por cento) da carga própria necessária ao atendimento dos consumidores finais da distribuidora. Esta condição de repasse depende também dos preços de aquisição da energia elétrica, que tem seu repasse limitado ao VR, por um período de três anos, sendo integralmente repassado após este período. O cumprimento destas condições de repasse é necessário, mas não é suficiente. Cada contrato, dependendo de suas características, como prazo e quantidade, pode apresentar condições adicionais para garantir repasse parcial ou pleno às tarifas dos consumidores finais. A Figura 4.4 ilustra as condições básicas de repasse de volume às tarifas.

Condições básicas de repasse de volume às tarifas

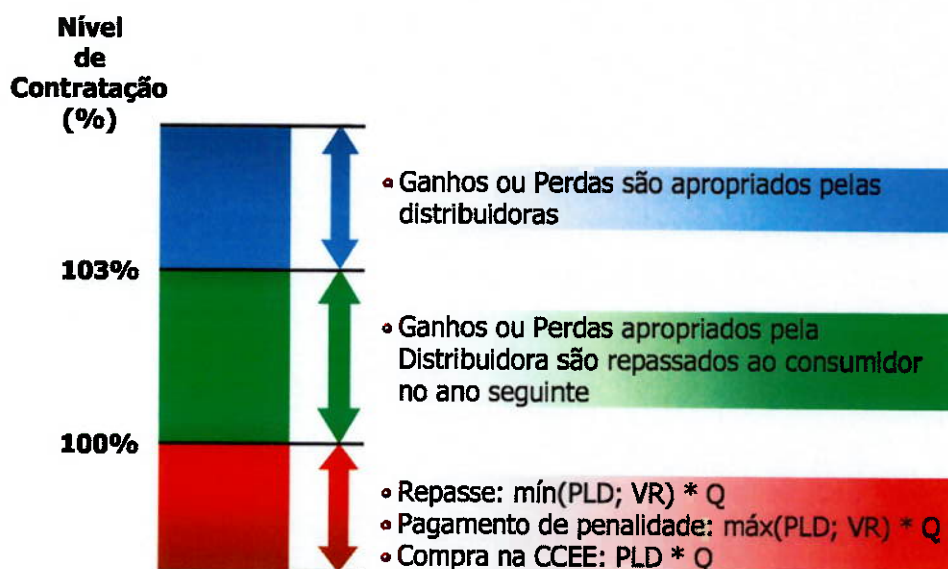


Figura 4.4

4.4.2 Limites de repasse do preço da energia comprada

O valor utilizado para regular o repasse às tarifas dos consumidores finais dos custos de aquisição de energia elétrica é o VR, que deverá ser calculado pela ANEEL, através da média ponderada dos volumes e preços praticados nos leilões de compra de energia elétrica nos anos "A - 5" e "A - 3", para atendimento do mercado do mesmo ano alvo "A", dado pela Fórmula 4.1, a seguir:

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

Fórmula 4.1

onde:

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, 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, expressa em MWh por ano, adquirida nos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, realizados no ano "A - 3".

Durante o período compreendido entre 2005 e 2008, haverá uma regra de transição para definição do VR. Para os anos de 2005 e 2006, o VR será o valor máximo de aquisição de energia proveniente de empreendimentos existentes, nos leilões realizados em 2004, para início de entrega naqueles anos. Para os anos de 2007 e 2008, deverá ser aplicada a Fórmula 4.1, considerando: para VL5 e Q5, os valores médios ponderados de aquisição e as quantidades adquiridas nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração realizados até o final de 2005, para entrega em 2009 e 2010, e, para VL3 e Q3, os valores médios ponderados de aquisição e as quantidades adquiridas nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração realizados até o final de 2005 para entrega em 2007 e 2008.

4.4.3 Critérios de Repasse Tarifário

Os critérios de repasse a serem autorizados pela ANEEL a partir do ano-base "A", dos custos de aquisição de energia elétrica, variam de acordo com cada tipo de contrato.

Para contratos decorrentes dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 5", o repasse do preço de aquisição da energia elétrica será limitado³⁸ ao VR durante os três primeiros anos de suprimento da energia elétrica adquirida, e será integral a partir do quarto ano de sua entrega.

Para contratos decorrentes dos leilões de compra de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos realizados no ano "A - 3", o repasse do preço de aquisição da energia elétrica será limitado ao VR durante os três primeiros anos de entrega da energia elétrica adquirida, e também limitado ao montante correspondente a 2% (dois por cento) da carga da distribuidora, verificada no ano "A - 5". A partir do quarto ano do suprimento, o repasse do preço de aquisição da energia elétrica será integral, mas ainda limitado ao montante correspondente a 2% (dois por cento) da carga da distribuidora, verificada no ano "A - 5". Para a parcela que exceder aos 2% (dois por cento) da carga da distribuidora verificada no ano "A - 5", o repasse será feito considerando-se o menor valor entre o VL5 e o VL3, conforme Fórmula 4.1.

³⁸ Repasse limitado - Na concepção do Modelo, o repasse tarifário seria feito pelo VR, mesmo que o preço da compra fosse inferior ao VR. Esta premissa tinha como objetivo incentivar as distribuidoras a adquirirem energia a preços mais baixos que o VR, auferindo ganhos nos três primeiros anos do contrato. Todavia, este incentivo poderia criar uma espécie de subsídio cruzado entre os consumidores de diferentes áreas de concessão, tendo sido, portanto, descartado.

Para os anos de 2007 e 2008, o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração (leilões em "A - 3" e "A - 5") será integral.

Há, ainda, uma condição de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração (leilões em "A - 3" e "A - 5") associada ao Limite Inferior de Recontratação (LIR), que é o valor positivo resultante da Fórmula 4.2, a seguir:

$$LI = MR - 0,04 \times MI$$

Fórmula 4.2

onde:

LI é o limite inferior de contratação;

MR é o montante de reposição, definido como a quantidade de energia elétrica dos contratos que se extinguirem no ano dos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, subtraídas de eventuais reduções nas quantidades ao longo do período do contrato; e

MI é o montante inicial de energia elétrica dos CCEAR considerado para a apuração do MR.

O repasse às tarifas dos consumidores finais, dos custos de aquisição de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração, será limitado ao Valor de Referência da Energia Existente (VRE), caso a contratação resultante de leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes, seja menor que o limite inferior de recontratação, calculado pela Fórmula 4.2. Este limite foi estabelecido para incentivar a compra de energia proveniente de empreendimentos existentes, que tendem a apresentar preços mais baixos,

beneficiando os consumidores. O VRE é calculado mediante a aplicação da Fórmula 4.3, a seguir:

$$VRE = VR \times \left(\frac{VLE}{VL5} \right)$$

Fórmula 4.3

onde:

VLE é o valor médio ponderado, em Reais por MWh, de aquisição de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes nos leilões realizados no ano "A - 1".

Nos três primeiros anos de suprimento, o mecanismo de repasse dos custos de aquisição de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos de geração (leilões em "A - 3" e "A - 5"), deverá ser aplicado à parcela de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, adquirida nos leilões realizados no ano "A - 3", equivalente à diferença entre o LIR e a quantidade efetivamente contratada. Nos casos em que a quantidade de energia adquirida nos leilões realizados no ano "A - 3", for insuficiente para aplicação do mecanismo de repasse, será considerada a quantidade de energia elétrica adquirida no ano "A - 5".

A condição de repasse acima não se aplica nos casos em que o LIR não tenha sido atingido por insuficiência de oferta nos leilões de energia elétrica, proveniente de empreendimentos existentes, realizados no ano "A - 1", ao preço máximo definido pelo MME.

Para os leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, o repasse dos respectivos preços de aquisição será integral. Todavia, para

os leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes, realizados nos anos de 2006 a 2008, para entrega no ano subsequente ao do leilão, o repasse dos custos de aquisição será integral até 1% (um por cento) da carga verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade da distribuidora, e desde que os preços estejam abaixo dos limites estabelecidos pelo MME. Para a parcela que exceder 1% (um por cento) da carga anteriormente referida, o repasse será limitado a 70% (setenta por cento) do valor médio do custo de aquisição de energia elétrica, proveniente de empreendimentos existentes, para entrega a partir de 2007 até 2009. Exclusivamente para a energia adquirida no leilão "A - 1", a ser promovido em 2008, o percentual de 1% (um por cento) será acrescido da quantidade de energia contratada no leilão "A - 1", promovido em 2005, com prazo de duração de três anos.

Para os leilões de ajustes, que têm prazo de suprimento de até dois anos, bem como na contratação de energia elétrica proveniente de geração distribuída, o repasse será integral até o limite do VR. A Figura 4.5 ilustra as condições de repasse às tarifas dos consumidores finais.

Restrições de Repasse na Contratação de Energia

	PRODUTOS	INÍCIO DO SUPRIMENTO	PRAZO DO CONTRATO	REPASSE TARIFÁRIO
ENERGIA EXISTENTE	LEILÃO 2004 E 2005	2005 A 2009	8 ANOS	INTEGRAL
	"A-1"	EM 1 ANO	5 A 15 ANOS	INTEGRAL até 1% Excedente: 70% DO PREÇO
	AJUSTE	ATÉ 4 MESES	ATÉ 2 ANOS	LIMITADO A VR
ENERGIA NOVA	"A-3"	EM 3 ANOS	15 A 30 ANOS	PRIMEIROS 3 ANOS → VR APÓS O 4º ANO → INTEGRAL Excedente: min(VL5; VL3)
	"A-5"	EM 5 ANOS	15 A 30 ANOS	PRIMEIROS 3 ANOS → VR APÓS O 4º ANO → INTEGRAL
	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	-	-	LIMITADO A VR

Figura 4.5

4.5 RISCOS NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Antes de abordar os riscos na contratação de energia elétrica, é importante uniformizar o conceito de risco no presente trabalho.

Segundo o dicionário Michaelis (1998, pág. 1849), risco significa "possibilidade de perigo, incerto, mas previsível, que ameaça de dano a pessoa ou a coisa". Esta definição considera que o risco é algo possível e previsível.

Segundo Jorion (2001, pág. 3), "risco pode ser definido como a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos ou passivos de interesse".

Como, neste trabalho, o foco está em identificar impactos financeiros da contratação de energia elétrica, o risco é tratado como a probabilidade de ocorrer um prejuízo financeiro decorrente de decisões de contratação de energia elétrica, associadas a fatores não controláveis pela empresa.

Ainda segundo Jorion (2001, pág. 4), os riscos podem ser divididos em riscos estratégicos e não-estratégicos:

Os **riscos estratégicos** são aqueles assumidos voluntariamente, a fim de criar vantagem competitiva e valorizar a empresa perante seus acionistas. Esse risco está relacionado ao setor da economia em que a empresa atua e inclui inovações tecnológicas, desenho de produtos e marketing. A alavancagem operacional, que relaciona os custos fixos e os custos variáveis, também é, em grande parte, uma variável de escolha. Uma exposição cautelosa e bem pensada a esse tipo de riscos é fator fundamental para o êxito de todas as atividades comerciais. Estas também incluem a exposição a riscos macroeconômicos que resultam de ciclos de negócios ou flutuações de renda e política monetárias.

Outros riscos sobre os quais a empresa não possui controle podem ser rotulados de **riscos não-estratégicos**. Estes incluem os riscos fundamentais que resultam de mudanças essenciais no cenário econômico ou político [bem como alterações nas regras de comercialização e de repasse tarifário estabelecidas].

Os riscos que a nova regulamentação trouxe para as empresas distribuidoras têm naturezas distintas, podendo ser classificados como estratégicos ou não-estratégicos, ou ainda financeiros, como definido por Jorion (2001, pág. 4):

[...] os riscos financeiros estão ligados a possíveis perdas nos mercados financeiros. A exposição a riscos financeiros pode ser otimizada cautelosamente, para que as empresas possam concentrar-se no que fazem melhor, isto é, administrar suas exposições a riscos estratégicos. [...] a compreensão do risco permite que administradores financeiros planejem as consequências de eventos adversos e, ao fazê-lo, estejam mais bem preparados de maneira mais eficiente para fazer face à incerteza inevitável.

No caso de uma empresa distribuidora de energia elétrica, sua atividade principal é a prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica, com qualidade e continuidade, dentro de parâmetros estabelecidos e fiscalizados pelo órgão regulador. Assim, a atividade de compra de energia deveria ser neutra sob a ótica comercial, ou seja, não deveria trazer ganhos ou perdas financeiras. Entretanto, a atual regulamentação da contratação de energia elétrica criou várias condições e restrições para a aquisição e repasse dos custos com energia comprada, já

apresentadas neste Capítulo, trazendo riscos estratégicos e não-estratégicos que podem causar grandes perdas financeiras à atividade de distribuição.

Desta forma, os riscos que serão abordados neste trabalho podem ser caracterizados como estratégicos e não-estratégicos, com impactos financeiros ao negócio, conforme detalhado adiante.

4.5.1 Riscos de Repasse Tarifário

O repasse tarifário está previsto no Contrato de Concessão, das empresas distribuidoras, que contém uma fórmula paramétrica (Fórmula 4.4), na qual se identifica que a receita está subdividida em duas parcelas, sendo uma para cobrir custos não gerenciáveis (Parcela "A"), e outra para cobrir custos gerenciáveis (Parcela "B").

A Parcela "A" refere-se aos custos não gerenciáveis pela empresa, tais como encargos setoriais (CCC³⁹, RGR⁴⁰, Taxa de Fiscalização ANEEL, Taxa do ONS, dentre outros) e despesas com energia comprada e seu transporte.

A Parcela "B" refere-se ao valor remanescente da receita da empresa, excluído o ICMS, após a dedução da Parcela "A", ou seja, todos os demais custos da empresa, inclusive a remuneração do capital.

³⁹ CCC - Conta de Consumo de Combustível – composta por quotas anuais referentes aos dispêndios com combustíveis para geração de energia elétrica. A CCC foi instituída pelo Decreto nº 73.102/73, que regulamentou a Lei nº 5.899/73, sendo, posteriormente, prevista na Lei nº 8.631/93 e respectivo Decreto nº 774/93. Esta cota foi fixada para cobrir os custos dos geradores térmicos que consomem combustível fóssil, seja para atender os sistemas isolados ou para complementar a geração hidráulica do sistema interligado. A distribuidora é apenas um agente arrecadador deste encargo legal. A despesa com CCC depende de fatores absolutamente não gerenciáveis pela concessionária distribuidora. A CCC do Sistema Interligado Sul/Sudeste/Centro-Oeste (CCC-S/SE/CO) e a CCC dos Sistemas Isolados (CCCISOL) são proporcionais à participação do mercado da empresa no mercado Nacional. A CCC- S/SE/CO tem percentuais de redução do reembolso previsto semelhantes às reduções dos Contratos Iniciais: 25% ao ano, a partir de 2003, sendo extinta a partir de 2006. A Lei nº 9.648/98 e, posteriormente, a Lei nº 10.438/02, mantiveram até 2018 a sistemática de rateio da CCCISOL.

⁴⁰ RGR - Reserva Global de Reversão criada pelo Decreto nº 41.019/57. A Lei nº 9.648/98 definiu que a RGR seria extinta em 31/12/2002, entretanto, a Lei nº 10.438/02, estendeu sua vigência até 2010. O valor anual da RGR é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria do serviço público de energia elétrica, para financiamento de fontes alternativas de energia elétrica, para estudos de inventário e viabilidade de aproveitamentos de potenciais hidráulicos, e para desenvolvimento e implantação de programas e projetos destinados ao combate ao desperdício e uso eficiente da energia elétrica.

As tarifas das empresas são alteradas através de revisões ou reajustes. As revisões das tarifas são realizadas num intervalo que varia de três a cinco anos após a primeira revisão, dependendo do contrato de concessão, de modo a refletir as mudanças nos custos das empresas. Os reajustes das tarifas são realizados anualmente, de modo a refletir as mudanças nos custos contratualmente definidos, considerando a inflação com base no IGP-M, bem como os efeitos de melhorias de eficiência, estimuladas pela aplicação de um fator X.

O Índice de Reajuste Tarifário (IRT), que ajustará as tarifas de fornecimento dos consumidores finais, é definido segundo a fórmula paramétrica, constante nos contratos de concessão das empresas. Este reajuste será calculado mediante a aplicação, sobre as tarifas vigentes, na Data de Referência Anterior (DRA) do IRT, assim definido:

$$IRT = \frac{VPA1 + VPB0 \times (IVI \pm x)}{RA0}$$

Fórmula 4.4

onde:

VPA1 - Valor da Parcela "A", considerando-se as condições vigentes na data do reajuste em processamento e a energia comprada em função do Mercado de Referência, definido como o mercado de energia garantida da concessionária, nos doze meses anteriores ao reajuste em processamento;

RA0 - Receita Anual, calculada considerando-se as tarifas vigentes em DRA e o Mercado de Referência, não incluindo o ICMS;

VPB0 - Valor da Parcela "B", considerando-se as condições vigentes em DRA, e o Mercado de Referência, calculado da seguinte forma:

$$VPB0 = RA0 - VPA0$$

onde:

VPA0 - Valor da Parcela "A", considerando-se as condições vigentes em DRA e a energia comprada em função do Mercado de Referência.

IVI - Número índice obtido pela divisão dos índices do IGP-M da Fundação Getúlio Vargas (FGV), ou do índice que vier a sucedê-lo, do mês anterior à data do reajuste em processamento e o do mês anterior à DRA.

x - Número índice definido pela ANEEL a ser subtraído ou acrescido ao IVI.

A cada ano, em função de alterações na legislação do Setor Elétrico, a ANEEL pode necessitar adequar-se às regras de repasse tarifário. Contudo, a inconstância de regras de repasse e a falta de clareza destas regras fazem com que as empresas de distribuição não tenham certeza da neutralidade da compra de energia em seu resultado, tornando o repasse tarifário uma das variáveis de risco mais importantes.

Um exemplo recente foi a alteração no cálculo de repasse dos custos de energia elétrica comprada para revenda, conforme o Primeiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 162/1998-ANEEL, assinado pelas concessionárias de distribuição em 2005, que estabelece o que segue:

- (i) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados anteriormente à Lei nº 10.848/2004: o preço de repasse de cada contrato vigente na data do reajuste será aplicado ao montante de energia elétrica verificado no período de referência, limitado ao montante de energia elétrica que poderá ser atendido pelo mesmo contrato nos 12 meses subsequentes;
- (ii) Para a energia elétrica comprada por meio de contratos firmados após a Lei nº 10.848/2004: foi aplicado um preço médio de repasse dos contratos de compra de energia elétrica autorizados pela ANEEL até a data do reajuste em processamento, ponderado pelos respectivos volumes contratados para entrega nos 12 (doze) meses subsequentes.

A Figura 4.6 ilustra essa nova metodologia utilizada pela ANEEL para repasse dos custos de compra de energia. Os dados apresentados são meramente ilustrativos.

A metodologia de repasse considera o volume mínimo dos contratos entre o período tarifário anterior e o posterior à data da aplicação do IRT, exceção feita aos volumes adquiridos em leilões e ao volume de energia associada ao contrato de Itaipu. O volume considerado de energia comprada em leilões é dado pela diferença entre o total de contratos do período tarifário anterior ao IRT e os volumes mínimos calculados conforme exposto anteriormente.

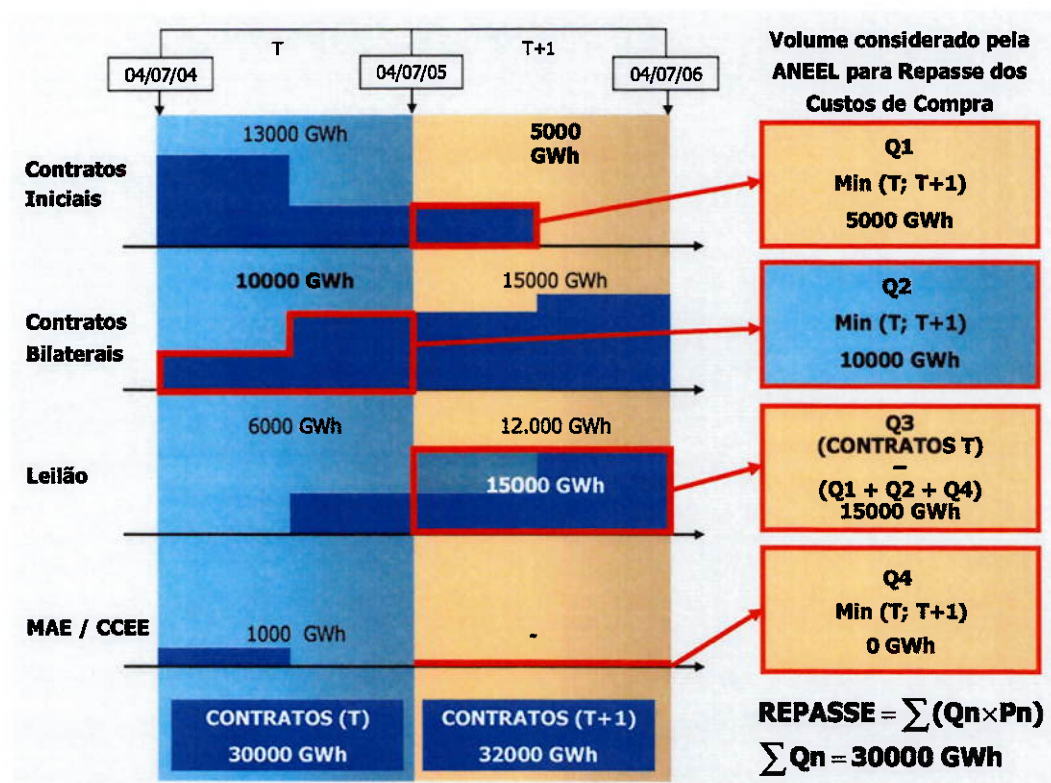


Figura 4.6

Onde:

T é o Período tarifário da AES Eletropaulo em 2005 (de 05/07/04 a 04/07/05);

T+1 é o Período Tarifário da AES Eletropaulo em 2006 (de 05/07/05 a 04/07/06);

Qn é o volume considerado pela ANEEL para Repasse dos custos de compra de energia;

PnT+1 é o preço de cada contrato considerado pela ANEEL para Repasse dos custos de compra de energia.

O repasse dos custos de compra de energia, então, é dado pela soma dos volumes considerados, multiplicados pelos respectivos preços de cada contrato, já ajustados no IRT. Eventuais diferenças, a maior ou a menor, serão compensadas na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" (CVA) do próximo reajuste. Esta CVA de energia comprada foi criada por intermédio da Portaria Interministerial nº 361/04, e regulamentada através da Resolução Normativa da ANEEL nº 153/05, com o objetivo de registrar a variação dos custos de aquisição de energia elétrica, ocorrida entre reajustes tarifários anuais.

É importante ressaltar que essa metodologia aplicada aos reajustes tarifários para as empresas de distribuição em 2005, considerou o repasse da compra de energia até o volume equivalente a 100% do mercado de referência. Entretanto, conforme estabelece o Decreto nº 5.163/04, fica assegurado o repasse até 103% de contratação. Dessa forma, é esperada uma adaptação dessa metodologia a partir de 2006.

Além do procedimento de cálculo do reajuste tarifário, há o risco de repasse do preço da energia, que vier a ser comprada nos leilões de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, que estão atrelados ao VR. Como o VR é calculado através da média ponderada dos volumes e preços praticados

nos leilões de compra de energia elétrica, nos anos "A - 5" e "A - 3", a distribuidora assume o risco de participar de um leilão onde os preços são mais elevados que o VR. Para mitigar este risco, as distribuidoras teriam que buscar uma solução na teoria dos jogos⁴¹ na tentativa de estimar a estratégia de contratação dos agentes, já que o VR dependerá de quanto, quando e a que preços as demais distribuidoras comprarão nos leilões.

Neste contexto, o risco de repasse é caracterizado como risco não-estratégico e ao mesmo tempo financeiro.

4.5.2 Riscos de mercado

Os riscos do mercado estão relacionados ao balanço de oferta e demanda por energia elétrica. Como já mencionado, o Novo Modelo do Setor foi desenvolvido para atrair capital privado para a expansão da oferta de energia elétrica, garantindo assim, a mitigação do risco de oferta. Por outro lado, a demanda por energia elétrica está fortemente associada ao desempenho da economia nacional e mundial, fazendo com que a equação – oferta *versus* demanda - se torne mais complexa.

O balanço de oferta e demanda por energia elétrica apresenta uma sobra de oferta decorrente dos efeitos da racionalização do uso de energia elétrica, após o racionamento de 2001/2002. Além disso, houve um aumento do parque gerador naquela época, que somado ao uso racional de energia elétrica, definiram esta sobra de oferta conjuntural. Com o crescimento da demanda e, ao mesmo tempo, com a falta de novos investimentos em geração, observados nos últimos anos, o equilíbrio

⁴¹ "A teoria dos jogos ajuda a desenvolver a capacidade de raciocinar estrategicamente, explorando as possibilidades de interação racional dos agentes, possibilidades estas que nem sempre correspondem à intuição". Fiani, Teoria dos Jogos, 2004.

entre oferta e demanda só deverá ocorrer nos próximos dois a três anos, conforme detalhado no Capítulo 5.

De acordo com Jorion (2001, pág. 14), "o risco de mercado é oriundo de movimentos nos níveis ou nas volatilidades dos preços de mercado" e "[...] o risco de volatilidade mede a exposição a movimentos na volatilidade histórica ou na volatilidade implícita". Assim, o risco do mercado de energia elétrica pode ser caracterizado como a combinação dos riscos de preços e de volumes, entendendo-se volume como a quantidade de energia elétrica utilizada pelos consumidores finais.

A seguir serão abordados os riscos de preços e de volumes.

4.5.3 Riscos de Preços

Os preços do mercado são representados por preços de comercialização de energia elétrica no curto prazo, atrelados ao Custo Marginal de Operação (CMO)⁴², e no longo prazo, associados ao Custo Marginal de Expansão (CME)⁴³. Na condição em que o CMO assume o mesmo valor do CME, o custo de produzir uma unidade de energia elétrica, com o parque gerador existente, é o mesmo que o custo de produzir uma unidade de energia elétrica, com uma nova unidade geradora.

O processo de cálculo do CMO consiste na utilização em cadeia dos modelos computacionais, NEWAVE⁴⁴ e DECOMP⁴⁵, que produz como resultado, o

⁴² Custo Marginal de Operação: Custo por unidade de energia produzida no qual se incorre para atender a um acréscimo de carga no sistema. Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 20.1 - Definições e Glossário, Item 7.191, pág. 19.

⁴³ Custo Marginal de Expansão, analogamente ao CMO, é o custo por unidade de energia a ser produzida no qual se incorre para atender a um acréscimo de carga no sistema, através de nova fonte de geração.

⁴⁴ NEWAVE: modelo de otimização para o planejamento de Médio Prazo (até 5 anos), com discretização mensal e representação a sistemas equivalentes. Seu objetivo é determinar a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio, que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para os modelos de outras etapas (de mais Curto Prazo) o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. Nesse modelo, faz-se a representação da carga em patamares, e a consideração dos limites de interligação entre os subsistemas. CCEE, Regras Algebricas de Mercado, MÓDULO 1 - Preço de Liquidação das Diferenças, pág. 6.

⁴⁵ DECOMP: modelo de otimização para o horizonte de Curto Prazo (até 12 meses), que representa o primeiro mês em base semanal e vazões previstas, a aleatoriedade das vazões do restante do período através de uma árvore de possibilidades (cenários de vazões) e o parque gerador individualizado (usinas hidráulicas e térmicas por subsistemas). Seu objetivo é

Custo Marginal de Operação de cada submercado⁴⁶, conforme definido nas Regras de Mercado da CCEE (Regras Algébricas, Regras de Comercialização Janeiro/2005, MÓDULO 1 - Preço de Liquidação das Diferenças, pág. 5):

Os modelos utilizados na determinação do CMO são os mesmos adotados pelo ONS, sendo também utilizados os mesmos dados exceto as restrições de transmissão internas aos submercados e as unidades geradoras térmicas em teste.

As restrições de transmissão internas aos submercados são retiradas dos dados para que, na determinação do CMO, a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo.

Essa situação de igual disponibilidade é necessária para que o CMO seja o mesmo em todos os pontos do submercado. Dessa forma, o modelo fornece para este sistema sem restrições, níveis de produção para todas as usinas e o CMO correspondente. Como na prática a disponibilidade de energia varia nos pontos do submercado, a diferença de custo entre o despacho sem restrições e o despacho real é capturada nos Encargos de Serviços do Sistema (ESS). O Módulo de Encargos apresenta esta questão em detalhes.

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 um mínimo vigente para cada Período de Apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

O PLD tem apresentado grande volatilidade quando da ocorrência de restrições de oferta de energia nos submercados, como a restrição da oferta de gás natural proveniente da Argentina no início de 2005, bem como decorrente de variações nos níveis dos reservatórios das usinas hidroelétricas, quando da ocorrência de baixas aflúências, como por exemplo, no período que antecedeu o racionamento de 2001/2002. O Gráfico 4.1, a seguir, ilustra o comportamento do PLD nos quatro submercados, no período de setembro de 2000 a dezembro de 2004, onde se destacam os preços durante o racionamento.

determinar o despacho de geração das usinas hidráulicas e térmicas que minimiza o valor esperado do custo de operação no primeiro estágio (primeira semana), dado o conjunto de informações disponível (carga, vazões, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do NEWAVE,...). CCEE, Regras Algébricas de Mercado, MÓDULO 1 - Preço de Liquidação das Diferenças, pág. 6.

⁴⁶ Submercados – divisões do SIN para as quais são estabelecidos PLDs específicos e cujas fronteiras são definidas em razão da presença e duração de restrições relevantes de transmissão aos fluxos de energia elétrica no SIN. CCEE, Convenção de Comercialização, pág. 4.

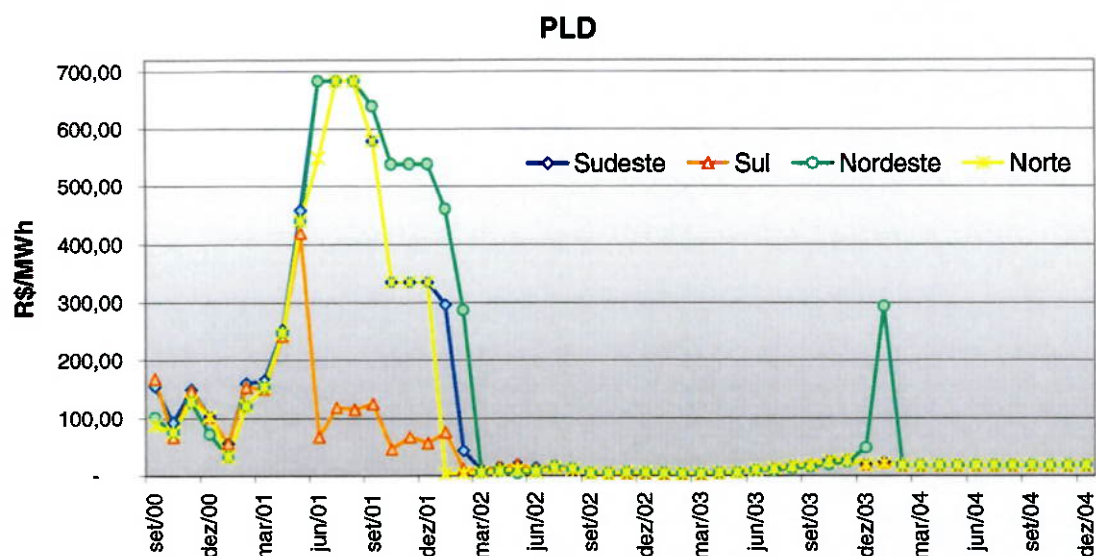


Gráfico 4.1

O Gráfico 4.2 ilustra o comportamento do PLD nos quatro submercados, nos primeiros oito meses de 2005, onde se destacam os preços do submercado Sul, decorrentes da crise energética na Argentina.

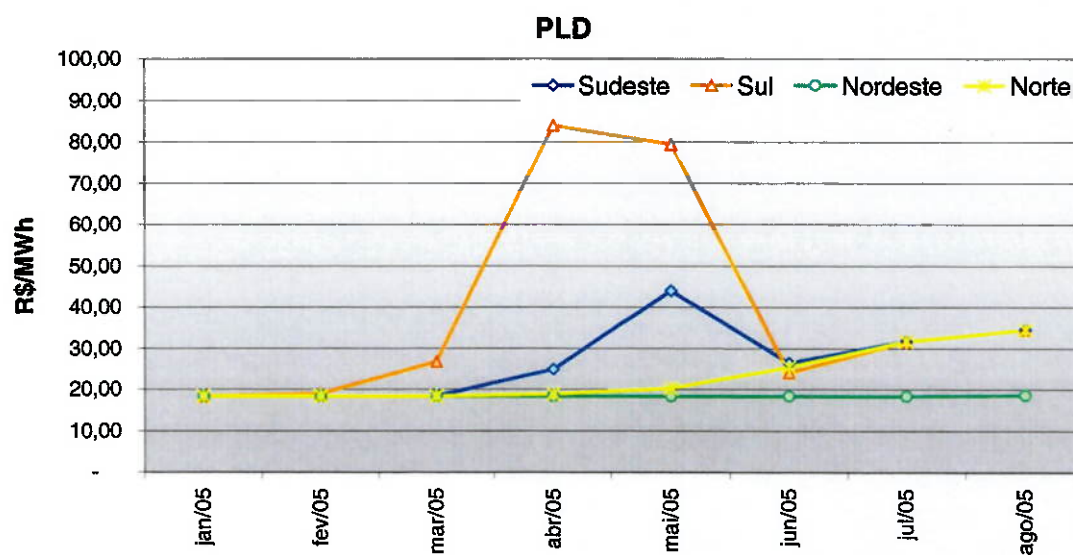


Gráfico 4.2

Além da volatilidade apresentada no histórico do PLD, sua projeção depende das afluências futuras e, portanto, apresentam alto grau de incerteza. Desta forma, os riscos, associados à imprevisibilidade dos preços futuros do mercado de curto prazo, são importantes. Como a aplicação de penalidades por insuficiência de contratação está associada ao PLD, sua volatilidade influencia fortemente o risco financeiro de pagamento de penalidades. Assim, o risco de preço apresenta-se como um dos mais importantes na contratação de energia.

Há também o risco de preço associado ao VR, que depende dos preços resultantes dos leilões de energia nova e, portanto, totalmente fora do controle das distribuidoras.

O PLD e o VR são variáveis de risco não-estratégicas para as distribuidoras, por não serem de seu controle ou gestão. A alternativa é atuar na mitigação destes riscos.

4.5.4 Riscos de Volumes

Os riscos de volume podem ser divididos em dois grupos: riscos de volume decorrentes das condições regulatórias e riscos de volume decorrentes de variações de mercado.

Os riscos decorrentes de variações de mercado são, por si só, um forte fator de exposição financeira para as distribuidoras. Conforme descrito, no Capítulo 3, as projeções de crescimento do consumo de energia elétrica estão associadas ao crescimento do PIB, à renda da população, ao crescimento populacional da região atendida pela distribuidora, dentre outros fatores socioeconômicos. Considerando apenas um destes fatores - o PIB projetado - sobre o qual o próprio governo não

apresenta um grau de acerto razoável em suas projeções, pode-se verificar o grau de incerteza que as distribuidoras têm em suas previsões de volume de energia elétrica fornecida. O Gráfico 4.3 ilustra a volatilidade do PIB Brasil nos últimos 24 anos, comparado com a carga de consumo total da AES Eletropaulo.

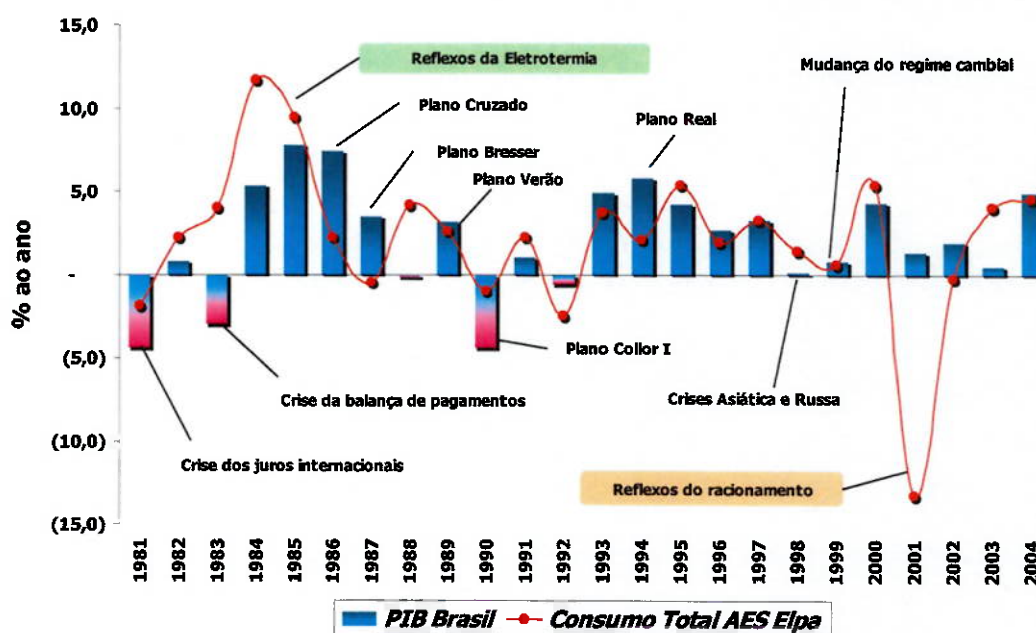


Gráfico 4.3

Como pode ser observado, à exceção do racionamento de 2001/2002 e de períodos com planos econômicos abrangentes, o consumo de energia elétrica apresenta forte correlação com o PIB e, portanto, grande possibilidade de volatilidade não previsível por parte da distribuidora, caracterizando um elevado risco de volume não-estratégico.

Da mesma forma que os riscos de volume associados ao mercado, os riscos de volume associados às questões regulatórias apresentam característica de risco não-estratégico, quando houver alterações nas regras vigentes. Dentre os riscos de volume associados às questões regulatórias, podem-se destacar as restrições de

contratação adicional, restrições de reduções contratuais e alterações de quantidades de contratos compulsórios.

As restrições de contratação adicional são caracterizadas pelas condições que limitam a compra de energia nos leilões, quando o mercado cresce acima das expectativas da distribuidora. As principais restrições estão relacionadas aos volumes adquiridos nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos novos, realizados no ano "A - 3", com repasse tarifário limitado a 2% (dois por cento) da carga declarada em "A - 5", e aos volumes adquiridos nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes em "A - 1" e de ajuste. As restrições de volume de energia, a ser adquirida nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos novos ou existentes, são ilustradas na Figura 4.7, a seguir.

Restrições de Volume na Contratação de Energia

	PRODUTOS	INÍCIO DO SUPRIMENTO	PRAZO DO CONTRATO	RESTRIÇÕES DE VOLUME
ENERGIA EXISTENTE	LEILÃO 2004 E 2005	2005 A 2009	8 ANOS	NÃO HÁ
	"A-1"	EM 1 ANO	5 A 15 ANOS	ATÉ 1% CARGA "A-2"
	AJUSTE	ATÉ 4 MESES	ATÉ 2 ANOS	ATÉ 1% CONTRATOS ANO "A"
	MCSD	CESSÃO IMEDIATA	ATÉ FINAL DO CONTRATO	DISPONIBILIDADE DE SOBRAS
ENERGIA NOVA	"A-3"	EM 3 ANOS	15 A 30 ANOS	ATÉ 2% DA CARGA EM "A-5"
	"A-5"	EM 5 ANOS	15 A 30 ANOS	NÃO HÁ
	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	-	-	10% DA CARGA

Figura 4.7

Na condição oposta, ou seja, quando o mercado da distribuidora não apresentar o crescimento esperado, ou quando houver migração de consumidores não enquadrados como potencialmente livres para o mercado livre, serão necessários ajustes na contratação de energia. O novo modelo do setor prevê algumas condições nas quais a distribuidora pode ajustar seus contratos, para não apresentar sobras contratuais superiores a 3% (três por cento) de seu mercado total e, assim, garantir o atendimento das restrições de repasse de volume de energia comprada, às tarifas dos consumidores finais. As condições de reduções contratuais estão previstas no artigo 29, do Decreto nº 5.163/04, conforme 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; e

III - de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004, observado o disposto no art. 21 da Lei nº 10.848, de 2004.

§ 1º O exercício da opção de redução contratual de que trata este artigo terá caráter permanente.

§ 2º As reduções dos montantes contratados previstas no inciso I do caput:

I - deverão ser precedidas da utilização de **mecanismo de compensação de sobras e déficits** a ser estabelecido na convenção de comercialização, hipótese na qual somente poderão ser reduzidas as quantidades de energia remanescentes;

II - serão rateadas proporcionalmente entre todos os CCEAR do agente de distribuição referidos no caput, conforme procedimentos de comercialização específicos;

III - terão eficácia **a partir do mês da efetiva aquisição de energia de outro fornecedor pelos consumidores potencialmente livres que não tenham firmado novos contratos ou prorrogado os contratos existentes**, observado o disposto nos arts. 49 e 72; e

IV - terão eficácia **a partir do ano seguinte** ao da declaração do agente de distribuição fornecedor, relativamente aos consumidores potencialmente livres **que tenham firmado novos contratos ou prorrogado os contratos existentes**, observado o disposto nos arts. 49 e 72.[...] (grifo nosso)

De acordo com a Convenção de Comercialização⁴⁷, tanto para as reduções decorrentes de variações de mercado, como para as reduções em função de saída de consumidores para o mercado livre, o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD)⁴⁸ deve ser utilizado previamente. O MCSD é um mecanismo pelo qual as distribuidoras podem ceder ou receber parte dos CCEARs, firmados nos leilões de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes. Este mecanismo foi idealizado com a finalidade de reduzir a necessidade de realização de leilões de ajuste para contratação adicional quando, ao mesmo tempo, houver distribuidoras com necessidade de reduzir sua contratação. Além disso, os geradores, que venderam energia através dos CCEARs, preservam seus contratos e a distribuição da venda objeto dos leilões ocorridos.

A Figura 4.8 a seguir, ilustra as condições de reduções contratuais dos distribuidores.

⁴⁷ Art. 45. As Regras e Procedimentos de Comercialização deverão ser elaborados de forma a garantir que o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD não altere a receita dos Agentes Vendedores nos CCEARs.

§ 1º O acionamento do MCSD deverá preceder à redução dos montantes dos CCEARs, prevista nos incisos I, II e III do caput do art. 29 do Decreto nº 5.163, de 2004.

⁴⁸ Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) – processo de realocação, entre Agentes de Distribuição participantes da CCEE, de sobras e déficits de montantes de energia contratados no ACR. Convenção de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, Anexo à Resolução Normativa nº 109, de 26/10/04, pág. 3.

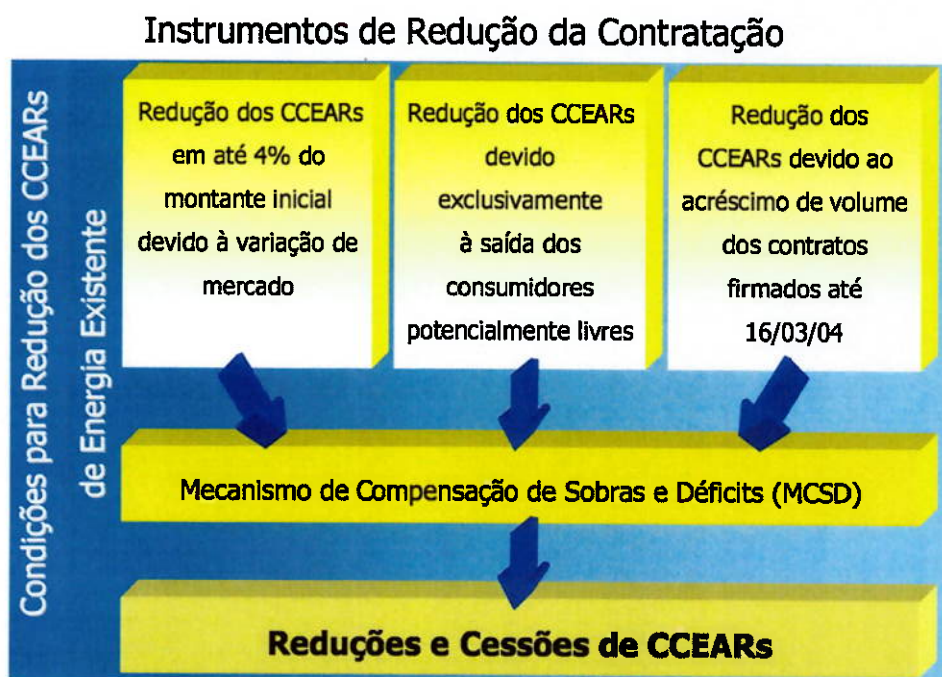


Figura 4.8

Além das condições e restrições da contratação de energia, há ainda as alterações de quantidades de contratos compulsórios, como o contrato de Itaipu e a energia proveniente das usinas do PROINFA.

No caso da energia proveniente de Itaipu, comercializada através das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobrás, os pagamentos são feitos através de uma tarifa monômnia, com base na potência contratada, obtida por um rateio da potência total disponível ao SIN, na proporção do mercado atendido pelas distribuidoras das regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, no ano de 1992. Pelo pagamento da referida potência, estas distribuidoras recebem a chamada energia vinculada à potência contratada de Itaipu. Esta energia vinculada pode sofrer variações em função da disponibilidade da usina e do atendimento ao Paraguai⁴⁹.

⁴⁹ O tratado Brasil/Paraguai foi assinado em 26 de abril de 1973, quando o Brasil se obrigou a adquirir a totalidade dos serviços de eletricidade de Itaipu. A comercialização da energia e potência da usina de Itaipu foi regulamentada através da Lei nº 5.899, de 5 de julho de 1973.

Assim, as distribuidoras que possuem quotas-partes de Itaipu não têm controle sobre a quantidade de energia que será anualmente disponibilizada.

No caso da energia proveniente do PROINFA, a Lei nº 10.438/02 estabelece que na primeira etapa do programa, os contratos sejam celebrados pela Eletrobrás, assegurando a compra da energia a ser produzida no prazo de 15 (quinze) anos, a partir da data de entrada em operação da geração. Esta contratação deverá ser distribuída igualmente, em termos de capacidade instalada, por cada uma das fontes participantes do programa, sendo que a aquisição da energia será feita pela Eletrobrás e será rateada entre todas as distribuidoras, para repasse a todas as classes de consumidores finais, atendidas pelo Sistema Elétrico Interligado Nacional, proporcionalmente ao consumo individual verificado. O MME tem informado a quantidade de energia elétrica proveniente do PROINFA que as distribuidoras devem considerar para elaborar suas declarações de compra nos leilões de energia elétrica, proveniente de empreendimentos existentes e novos. Como este Programa teve vários percalços, sendo o último em setembro de 2005, quando foram adiados os compromissos de entrega da energia para 2008, há mais um fator de risco de volume para as distribuidoras, que não têm controle sobre quanto e quando serão obrigadas a adquirir energia proveniente do PROINFA. Conforme mencionado anteriormente, entende-se que as distribuidoras não poderão ser penalizadas por alterações neste Programa.

4.5.5 Riscos regulatórios

Os principais riscos associados à regulação, além daqueles já abordados como riscos de volume e de preço, podem ser caracterizados pela frequência das

alterações das regras de comercialização, das regras de repasse tarifário já descritas e também das constantes alterações dos procedimentos e sistemáticas dos leilões de energia elétrica, proveniente de empreendimentos existentes, já que, até o momento, não houve a repetição de tais procedimentos nos três leilões de energia existente, ocorridos em dezembro de 2004, abril de 2005 e outubro de 2005. Todavia, o mais relevante de todos, é o risco de alterações nas regras de contratação e de comercialização de energia elétrica que pode ser feito através de um Decreto ministerial, conforme definido pelo artigo 27 da Lei nº 10.848/04:

Art. 27. Cabe ao Poder Executivo regulamentar o disposto nesta Lei.

Assim, fica nas mãos do MME o estabelecimento de alterações nas regras que regem a comercialização de energia elétrica, caracterizando o risco regulatório como não-estratégico.

4.6 GERENCIAMENTO DOS RISCOS NA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Recentemente, com o uso de derivativos de energia, as empresas do setor, principalmente comercializadores e geradores privados, buscaram desenvolver habilidades na gestão do risco financeiro de suas atividades. Com o estabelecimento das novas regras de contratação de energia elétrica, as empresas distribuidoras passaram também a buscar o desenvolvimento e implementação dos conceitos de gestão de risco para a atividade de compra de energia.

O gerenciamento de risco é o processo no qual as várias exposições ao risco são identificadas, quantificadas e controladas dentro das regras e restrições do mercado. Quanto maior a volatilidade das variáveis de risco e sua imprevisibilidade,

maior a importância de políticas de gerenciamento de risco nas empresas. Para a mensuração dos riscos da atividade de compra de energia será utilizado o *value at risk* (VAR), que é um método desenvolvido no início dos anos 90, quando houve uma série de desastres financeiros, que abalaram instituições norte-americanas importantes.

A definição de VAR, segundo Jorion (Value at Risk, pág. viii), é a seguinte:

O VAR é um método de mensuração de risco que utiliza técnicas estatísticas, comumente usadas em outras áreas técnicas. Formalmente, o VAR *mede a pior perda esperada ao longo de determinado intervalo de tempo, sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança*. Com base em fundamentos científicos, fornece aos usuários uma medida concisa dos riscos de mercado.

O método de VAR pode ter diferentes aplicações, de acordo com as características do mercado, podendo assumir a forma passiva, defensiva ou ativa. A forma passiva é caracterizada quando o seu uso é apenas informativo na mensuração do risco. A forma defensiva caracteriza-se pelo uso do VAR como instrumento de controle de risco, através do estabelecimento de limites de risco para as operações. Por fim, diz-se que o uso do VAR ocorre da forma ativa quando é utilizado para o gerenciamento de risco das operações, auxiliando na tomada de decisões e avaliando seus impactos, podendo trazer ganhos para a empresa.

No caso das empresas distribuidoras, é razoável admitir que o VAR possa ser adotado para o controle de risco, já que muitas das variáveis de risco são caracterizadas como não-estratégicas.

Como exemplo, para uma distribuição normal de probabilidades de custo de energia comprada por uma empresa em um determinado ano, o VAR mede a variação potencial dos custos em um determinado intervalo de confiança, por

exemplo, de 95%, em relação ao custo médio esperado, conforme ilustra a Figura 4.9.

Definição do VAR do Custo da Compra a 95% de probabilidade

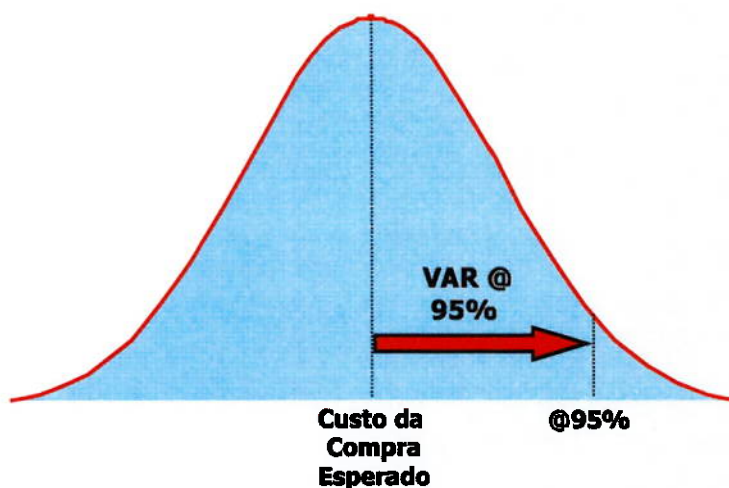


Figura 4.9

No presente trabalho, o VAR será utilizado para medir o valor em risco da variação dos custos de energia comprada, para o intervalo de confiança de 95%.

4.7 MODELAGEM DA DECISÃO DE COMPRA DE ENERGIA

A modelagem para quantificação do VAR dos custos de compra de energia, leva em consideração os custos associados à contratação de energia, que não são repassados às tarifas dos consumidores finais. A metodologia de cálculo destes custos considera três condições para a contratação de energia: subcontratação, sobrecontratação com repasse e sobrecontratação sem repasse.

A subcontratação é a situação onde os contratos de suprimento de energia não atendem à totalidade da carga da distribuidora. Neste caso, o custo não repassado às tarifas é caracterizado pela penalidade incorrida, conforme Figura 4.3.

A sobrecontratação com repasse é a situação onde os contratos de suprimento atendem de 100 a 103% da carga da distribuidora. Nesta situação, todo o volume de energia comprada é repassado.

Por fim, a sobrecontratação sem repasse é a situação onde os contratos de suprimento atendem mais de 103% da carga da distribuidora. Neste caso, a comercialização da energia excedente aos 103% da carga total ocorre por conta e risco da distribuidora, ou seja, se o preço médio da energia comprada for inferior ao PLD, a empresa fica com o ganho de margem de comercialização. Caso contrário, se o preço médio da energia comprada for superior ao PLD, a empresa assume as perdas decorrentes da margem negativa de comercialização, não tendo direito ao repasse de custos em ambas as situações.

A Figura 4.10 ilustra as três condições apresentadas.

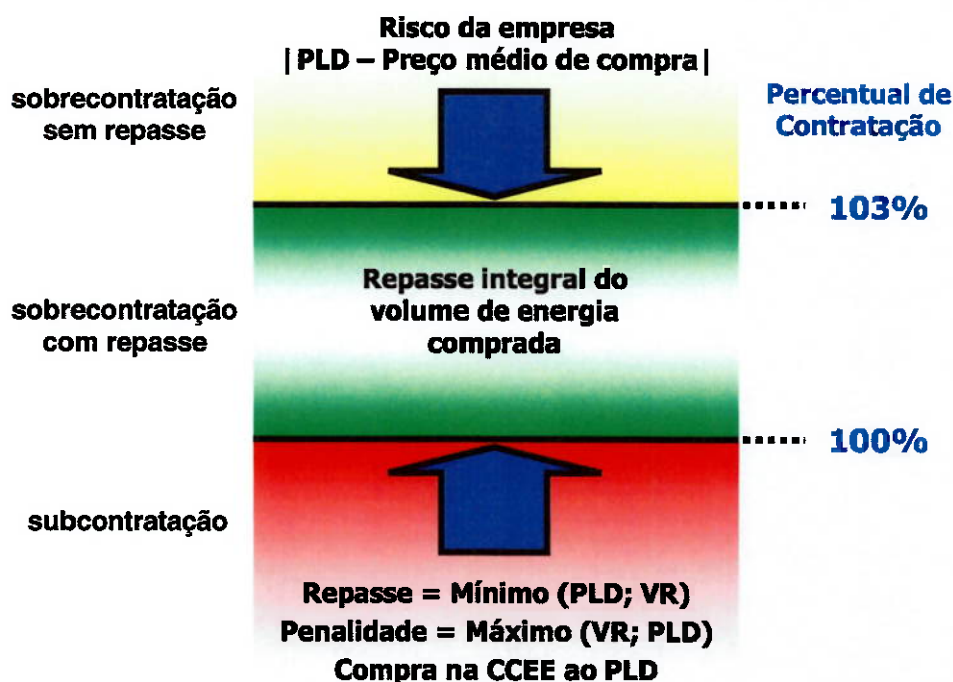


Figura 4.10

Como podem ser observadas, na Figura 4.10, as duas variáveis que mais interferem na decisão dos volumes a serem adquiridos pela distribuidora são o VR e o PLD. Quanto maior o VR, mais a distribuidora deverá buscar uma contratação acima de 100% da carga requerida. Da mesma forma, quanto maior a diferença positiva entre o PLD e seu preço médio de compra, mais interessante será a sobrecontratação. Por outro lado, se a diferença entre o PLD e seu preço médio de compra for negativa, mais a distribuidora deverá buscar uma contratação abaixo dos 103% da carga requerida.

Desta forma, existe um jogo de forças que atuam na definição dos volumes a serem contratados pela distribuidora, ilustrados pelas setas azuis da Figura 4.10.

Assim, a modelagem considerada foi desenvolvida em três etapas:

A primeira etapa, com o objetivo de determinar os valores esperados das penalidades por subcontratação e os custos não repassáveis por sobrecontratação, para vários cenários de probabilidade de carga, para diferentes níveis de contratação e de preço.

A segunda etapa, com o objetivo de avaliar o risco da compra com intervalo de confiança de 95% (VAR a 95%).

A terceira etapa, com o objetivo de determinar o nível ótimo de contratação e os Produtos correspondentes para o menor nível de VAR a 95%. Assim, são identificados os contratos que podem ser firmados a cada ano, chamados de Produtos, com seus prazos de validade, tipos ("A - 5", "A - 3", "A - 1" e ajuste), volumes e percentuais de redução, considerando-se as informações da primeira etapa (penalidades e custos não repassáveis), e os cenários de preços esperados de cada contrato.

Etapas da Modelagem da Contratação

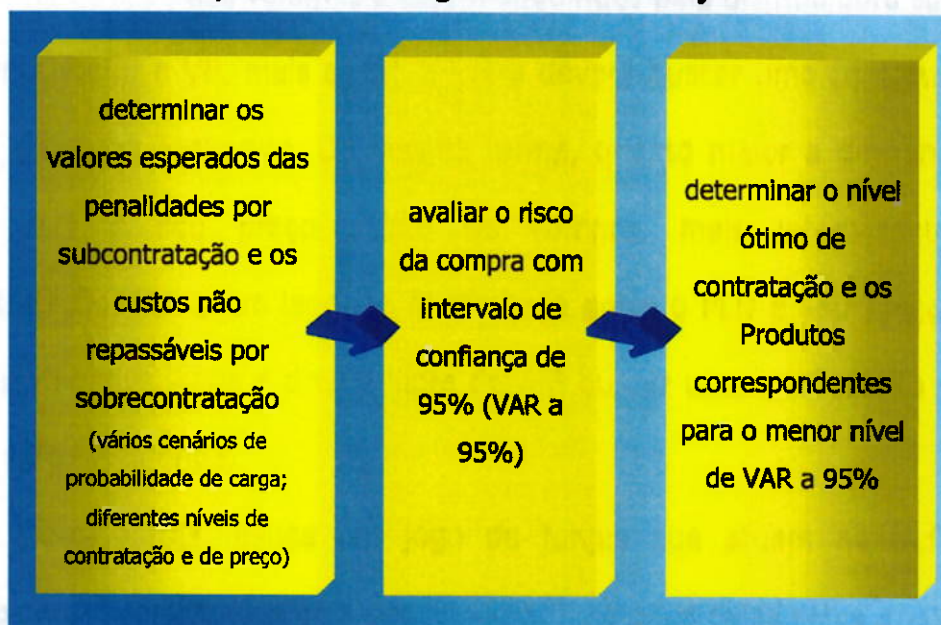


Figura 4.11

O montante ótimo de energia, a ser comprado para cada ano, deve apresentar o menor o risco de não repasse dos custos de energia comprada, relativo à sobrecontratação e a menor incidência de penalidades devido à subcontratação.

A Figura 4.12 ilustra a metodologia probabilística de cálculo, utilizada para o cálculo dos custos não repassados e das penalidades mencionados anteriormente.

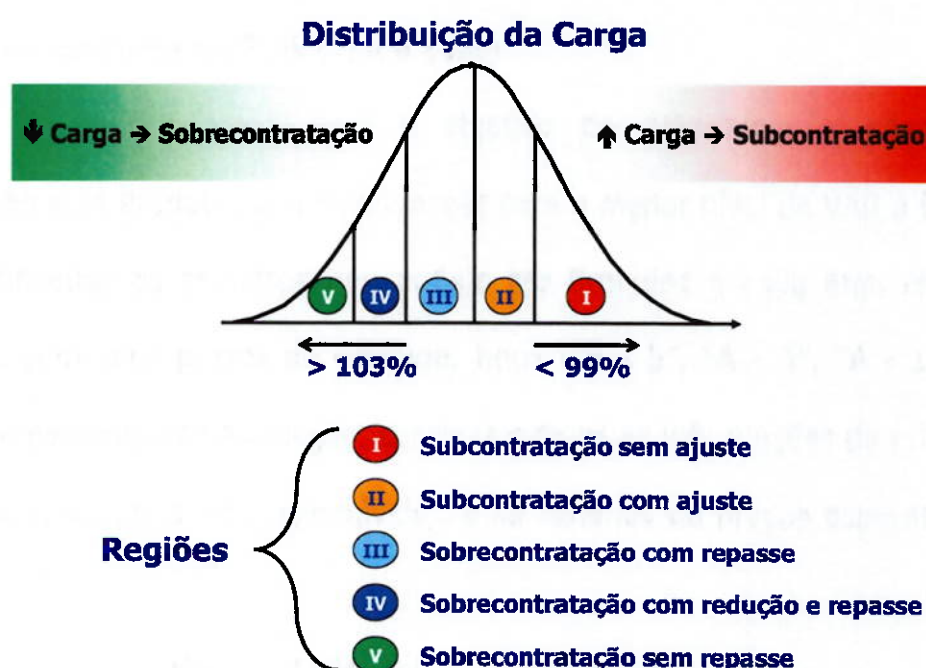


Figura 4.12

Considerando-se uma distribuição de probabilidade normal da carga, há cinco regiões diferentes onde a carga poderá se realizar, com diferentes probabilidades de ocorrência. Para cada uma destas regiões haverá uma condição de contratação, que poderá implicar em subcontratação ou sobrecontratação. Cada uma destas regiões apresenta características de custos que podem ou não ser repassados às tarifas dos consumidores finais, a saber:

Região I - Subcontratação sem ajuste na contratação

Caso a carga requerida esteja nesta região, o volume contratado será menor do que a carga, e mesmo que a distribuidora contrate o máximo volume em leilões de ajuste (1% do total de contratos do ano anterior), não é possível atingir o nível de contratação mínimo de 100% da carga, para se evitar o pagamento de penalidade, conforme ilustrado na Figura 4.3.

Região II - Subcontratação com ajuste

Caso a carga requerida esteja nesta região, o volume contratado será menor do que a carga, porém com a participação em leilões de ajuste, é possível atingir 100% de contratação. Uma vez que o ajuste é feito antes do fechamento da carga anual, ainda é considerada a probabilidade de ocorrência de penalidade (caso em que a carga supere os contratos mesmo após o último leilão de ajuste no ano).

Região III - Sobrecontratação com repasse

Caso a carga requerida esteja nesta região, o volume contratado será maior do que a carga, mas estará dentro do limite de volume de compra de energia com direito a repasse para a tarifa, ou seja, até 103% da carga requerida. Desde que o preço dos contratos não exceda o VR, não haverá perdas financeiras para a empresa, pois o custo de compra será repassado integralmente para a tarifa.

Região IV - Sobrecontratação com redução e repasse

Caso a carga requerida esteja nesta região, o nível de contratação estará acima do limite de volume de compra de energia, com direito a repasse para a tarifa, porém haverá a possibilidade de redução de contratos, conforme ilustrado pela Figura 4.8, suficiente para voltar ao nível de 103% da carga. Desde que o preço dos

contratos não exceda o VR, não haverá perdas financeiras para a empresa, pois o custo de compra será repassado integralmente para a tarifa.

Região V - Sobrecontratação sem repasse

Caso a carga requerida esteja nesta região, o nível de contratação estará acima do limite de 103% da carga requerida, e não haverá possibilidade de redução de contratos suficiente para voltar ao nível de contratação de 103% da carga requerida. A perda financeira da distribuidora será dada pela diferença, se positiva, entre o preço médio dos contratos de compra de energia e o PLD.

Com base na carga esperada e seu desvio padrão, e admitindo-se uma distribuição normal de probabilidade, calcula-se a probabilidade da carga se encontrar em cada uma das cinco regiões.

Para cada região, em que a carga se encontrar, existirá um valor esperado de perda, que impacta diretamente o resultado financeiro da empresa. Desta forma, multiplicando-se a probabilidade de a carga estar em cada uma das faixas, pela respectiva perda financeira esperada, obtém-se o resultado esperado para aquele determinado nível de contratação.

Após várias simulações de possibilidades de ocorrência de diferentes valores de carga, é calculado o valor esperado dos custos sem direito a repasse tarifário, composto pelas penalidades e pelos custos de sobrecontratação. A definição do nível ótimo de contratação será dada na condição na qual o custo total, sem repasse, for mínimo.

A Figura 4.13 ilustra as curvas de custos de penalidade por subcontratação, as curvas de custos de sobrecontratação e a curva de custos totais, onde seu valor mínimo define a quantidade ótima de contratação.

Definição do nível ótimo de contratação

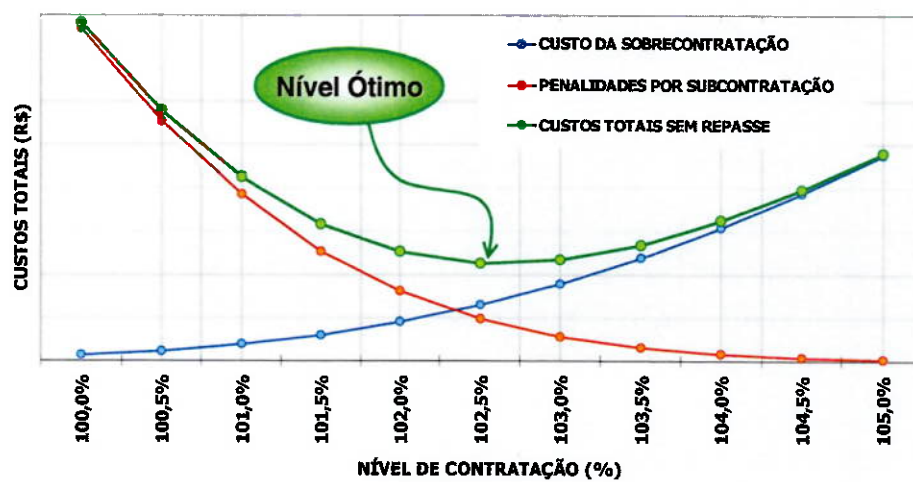


Figura 4.13

5 ESTUDO DE CASO PRÁTICO: A INFLUÊNCIA DAS VARIÁVEIS NO VALOR EM RISCO DA COMPRA DE ENERGIA E A SENSIBILIDADE DE POSSÍVEIS FLEXIBILIDADES NA REGULAMENTAÇÃO

Neste Capítulo, serão apresentadas análises da influência das variáveis de volume e preço que interferem nos riscos da contratação de energia elétrica das distribuidoras. Os instrumentos de mitigação previstos na regulamentação serão avaliados através da sensibilidade de possíveis flexibilidades que podem ser propostas, para que se possa aumentar o nível de gerenciamento dos riscos na contratação de energia elétrica.

5.1 ANÁLISE DO BALANÇO ENERGÉTICO DO SIN

Para avaliar as condições futuras do PLD, é necessário identificar as condições de atendimento ao mercado futuro do SIN, que depende da expansão da oferta de energia elétrica, do mercado consumidor futuro, das condições hidrológicas e da oferta de combustíveis para geração termelétrica.

A oferta da geração, através de novos empreendimentos, vem apresentando dificuldades para a expansão, devido, principalmente, ao licenciamento ambiental prévio, condição necessária para participarem como vendedores nos leilões para contratação de energia elétrica. Além da parte ambiental, existem as questões sociais, que vêm sofrendo ações de embargos, advindas do Ministério Público e das Procuradorias Federal e Estadual. Também os pedidos de indenizações e a multiplicidade de órgãos envolvidos com o licenciamento ambiental têm dificultado a implantação de novos empreendimentos.

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que foi autorizado pela Lei nº 10.848/04 e instituído pelo Decreto nº 5.175/04, foi constituído pelo MME e, sob sua coordenação direta, é responsável pela avaliação permanente da segurança do suprimento e pela definição de ações preventivas em caso de desequilíbrios entre oferta e demanda.

Este CMSE caracteriza os empreendimentos de geração em três grupos de usinas: usinas verdes, usinas amarelas e usinas vermelhas. As usinas verdes são aquelas que não apresentam restrições para a entrada em operação na data prevista pelo cronograma do CMSE. As usinas amarelas são aquelas que apresentam restrições para entrada em operação, tais como: a não obtenção da licença ambiental prévia, obras em atraso e/ou não iniciadas e cujos contratos de fornecimento de combustível estão indefinidos. Já as usinas vermelhas são as que apresentam graves restrições para entrada em operação, como a existência de liminares judiciais ou extremas dificuldades na obtenção do licenciamento ambiental prévio.

O licenciamento ambiental é composto pela Licença Prévia (LP)⁵⁰, Licença de Instalação (LI)⁵¹ e Licença de Operação (LO)⁵². A Figura 5.1 ilustra as etapas de licenciamento de um empreendimento de geração de energia elétrica.

⁵⁰ Licença Prévia (LP): Licença concedida na fase preliminar do planejamento de empreendimento ou atividade aprovando sua localização e concepção, atestando a viabilidade ambiental e estabelecendo os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas próximas fases de sua implementação.

⁵¹ Licença de Instalação (LI): Licença que autoriza a instalação do empreendimento ou atividade de acordo com as especificações constantes dos planos, programas e projetos aprovados, incluindo as medidas de controle ambiental e demais condicionantes, da qual consistem motivo determinante.

⁵² Licença de Operação (LO): Autoriza a operação da atividade ou empreendimento, após a verificação do efetivo cumprimento do que consta das licenças anteriores, com as medidas de controle ambiental e condicionantes determinadas para a operação.

Processo de Licenciamento Ambiental

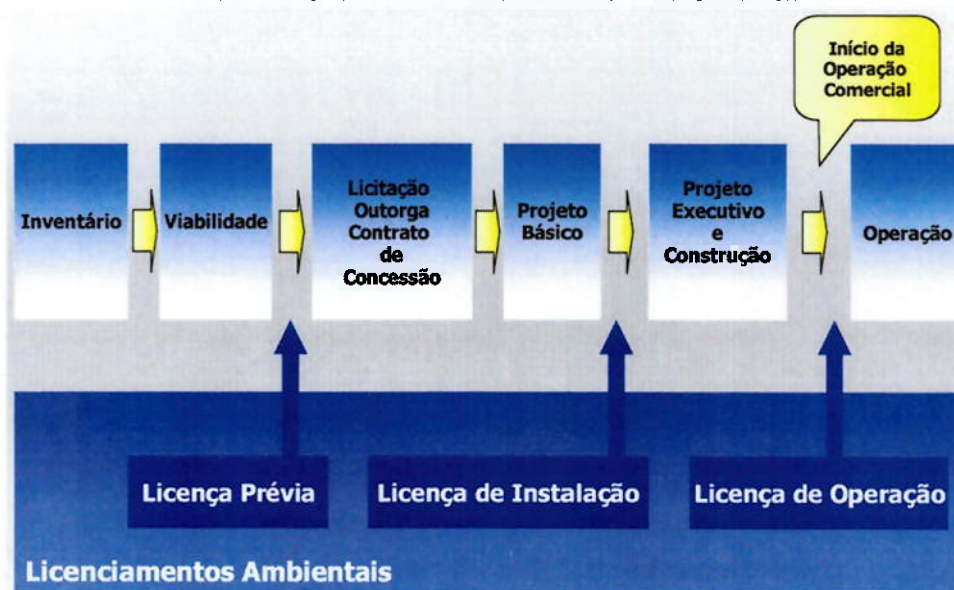


Figura 5.1

Desta forma, é possível criar cenários para a expansão da oferta de energia elétrica através da consideração ou não das usinas amarelas e vermelhas.

Pelo lado da demanda, podem-se também criar cenários com base em diferentes projeções para o crescimento da economia nacional através de cenários de PIB. Neste caso, a combinação de cenários de oferta e de demanda resultaria em uma grande quantidade de possibilidades para o balanço energético futuro. Para simplificar a análise do atendimento ao mercado nos próximos anos, foram escolhidos três cenários de oferta, baseados nas restrições da oferta, e apenas um cenário de mercado, caracterizado pelo mercado considerado pelo ONS na elaboração do Programa Mensal de Operação (PMO)⁵³, do mês de setembro de 2005.

⁵³ Programa Mensal de Operação Eletroenergética (PMO), para a semana operativa de 08 a 14/10/2005, estabelecendo as diretrizes eletroenergéticas de curto prazo, de modo a otimizar a utilização dos recursos de geração e transmissão do Sistema Interligado Nacional – SIN, segundo procedimentos e critérios consubstanciados nos Procedimentos de Rede, homologados pela ANEEL. São também consideradas as restrições físico-operativas de cada empreendimento de geração e transmissão, bem como as restrições relativas aos outros usos da água, estabelecidas pela Agência Nacional de Águas – ANA. ONS.

O Gráfico 5.1 apresenta a oferta de energia elétrica do SIN para o cenário onde todas as usinas verdes, amarelas e vermelhas entrariam em operação nas datas previstas e destaca a redução de lastro da usina de Itaipu de 430 MW médios, conforme estabelece a Portaria MME nº 303/04.

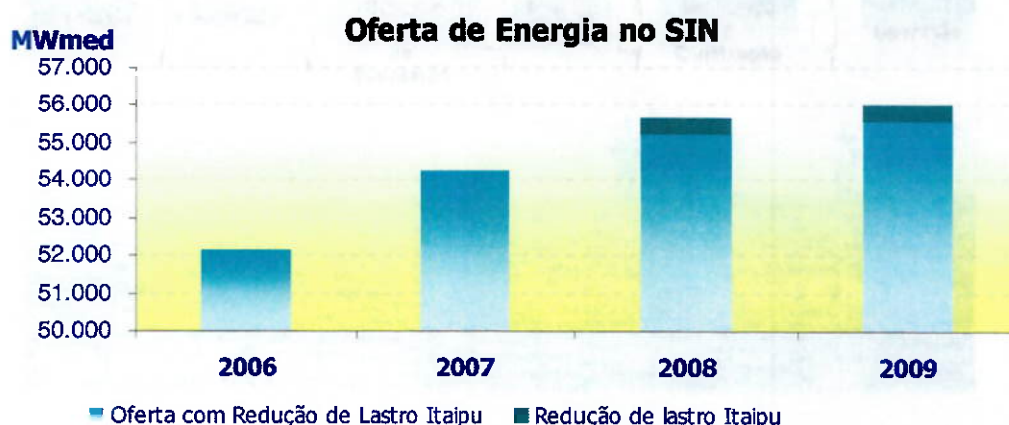


Gráfico 5.1

Pelo Gráfico 5.2 podem ser observados os acréscimos de Energia Assegurada⁵⁴ nos próximos quatro anos, considerando todas as usinas, e a redução de lastro da UHE de Itaipu.

Quando este cenário de oferta é comparado com o mercado considerado no PMO de setembro de 2005, obtém-se o balanço energético do SIN, conforme ilustra o Gráfico 5.2, onde poderá ser verificado que, somente a partir de 2009, poderá haver dificuldade no atendimento à demanda projetada (MWmédio)⁵⁵.

⁵⁴ Energia Assegurada do sistema é o Montante hipotético de energia que pode ser produzida pelo sistema com um nível de garantia pré-fixado, calculado conforme critérios aprovados pela ANEEL. ONS, Procedimentos de Rede, Submódulo 20.1, item 7.232.

⁵⁵ MWmédio: unidade de produção de energia elétrica por um período de tempo, igual à energia produzida pela operação contínua de um megawatt de capacidade durante o período de tempo (em um ano, 1 MWmédio é igual a 8.760 MWh).

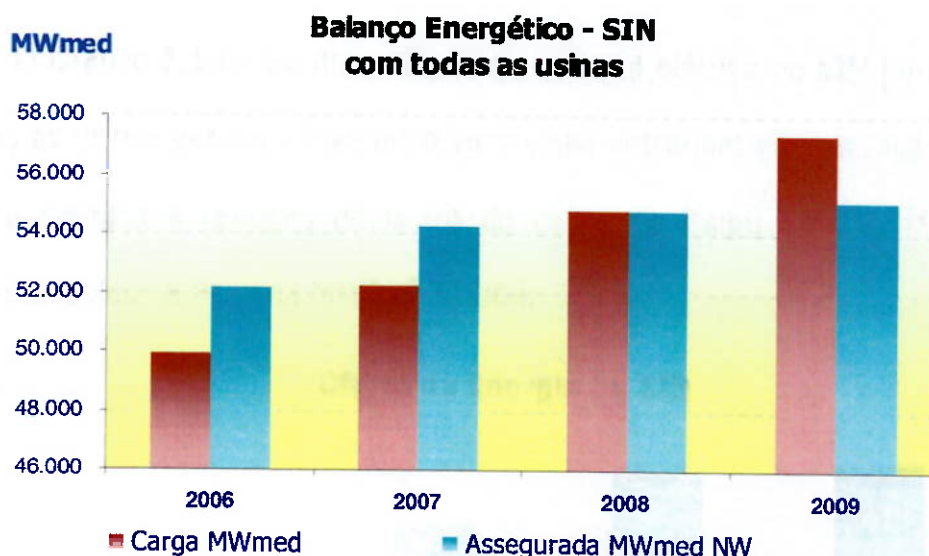


Gráfico 5.2

Por outro lado, quando é feita a exclusão das usinas com qualquer tipo de restrição - as amarelas e as vermelhas -, a partir de 2008, o cenário de oferta já é insuficiente para atendimento da demanda projetada no PMO de setembro de 2005, conforme ilustra o Gráfico 5.3.

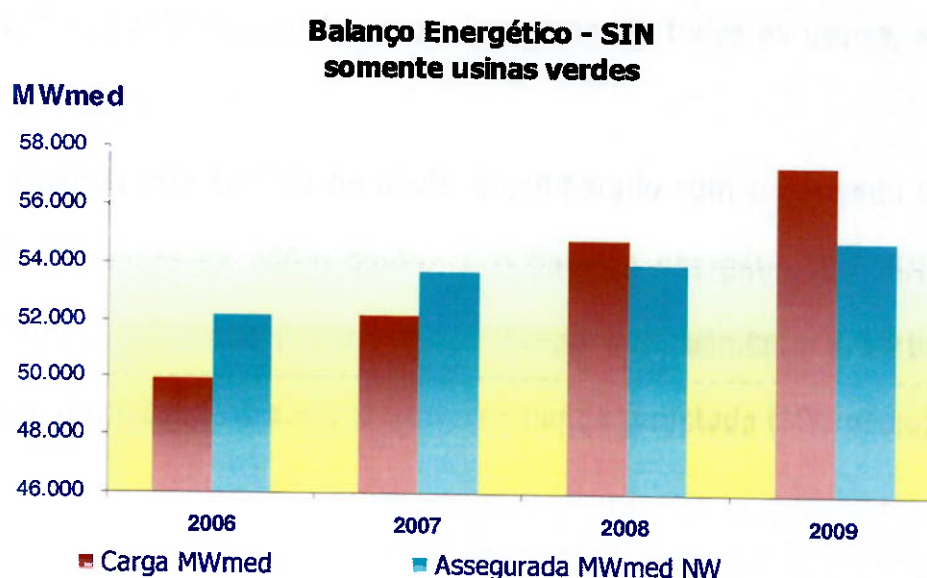


Gráfico 5.3

5.2 OS PREÇOS DA ENERGIA ELÉTRICA

As principais variáveis de risco de preço são relacionadas ao PLD, que determina como são liquidadas as diferenças da compra de energia elétrica no mercado de curto prazo, e aos preços dos contratos resultantes dos leilões, principalmente dos leilões para compra de energia elétrica proveniente de novo empreendimento de geração, que definem o VR, que é utilizado para ser aplicado nas penalidades por subcontratação e utilizado, também, como limitador do repasse de custos às tarifas dos consumidores finais.

5.2.1 Análise do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)

O PLD pode apresentar alta volatilidade no curto prazo, decorrente de condições hidrológicas desfavoráveis. Pode também apresentar certa variabilidade quando se comparam cenários de expansão da oferta de geração de energia elétrica no médio e longo prazo.

Para ilustrar a variabilidade do PLD nos próximos quatro anos, foram realizadas simulações utilizando o modelo NEWAVE, considerando o cenário contido no conjunto de dados adotados para a elaboração do PMO de setembro de 2005, e o cenário utilizando um conjunto de dados que desconsidera a entrada em operação das usinas amarelas e vermelhas. O NEWAVE foi simulado com 2000 séries sintéticas de afluições.

Comparando-se os preços obtidos nestas duas simulações para o submercado Sudeste, e tomando-se como base de comparação os preços para os intervalos com 68% e 95% de probabilidade de ocorrência⁵⁶, podem-se observar

⁵⁶ Probabilidade de ocorrência - representa a probabilidade de ocorrência de preços iguais ou inferiores aos valores esperados.

diferenças significativas. A Tabela 5.1 apresenta os resultados destas simulações de PLD.

Valor Esperado dos Preços de Liquidação de Diferenças (PLD) da Região Sudeste, em R\$/MWh				
Ano	PMO setembro de 2005	sem usinas amarelas e vermelhas	PMO setembro de 2005	sem usinas amarelas e vermelhas
	Probabilidade de 68% dos preços serem iguais ou inferiores a		Probabilidade de 95% dos preços serem iguais ou inferiores a	
2006	80	88	219	240
2007	74	83	250	286
2008	73	82	288	346
2009	100	119	414	488

Tabela 5.1

Na comparação do PLD dos dois cenários para 68% de probabilidade, há um desvio de 19% em 2009. Quando se compara o PLD para um mesmo cenário, por exemplo, o cenário do PMO de setembro de 2005, obtido para 68% e 95% de probabilidade, o desvio apresentado é de 314% para o ano de 2009, ou seja, R\$ 414 /MWh para 95% de probabilidade contra R\$ 100 /MWh para 68% de probabilidade.

Assim, dependendo das premissas adotadas nas projeções do PLD, podem-se obter valores bastante diferentes. O Gráfico 5.4 ilustra a curva de distribuição de probabilidades dos valores médios de PLD, para as regiões Sul e Sudeste, no ano de 2006 para as 2000 séries sintéticas.

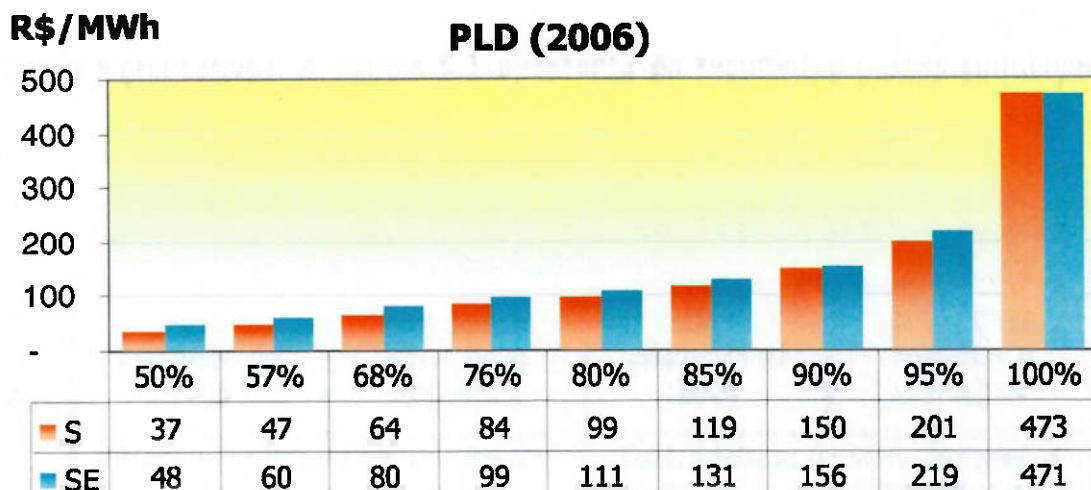


Gráfico 5.4

5.2.2 Análise dos Preços de Contratação de Energia Elétrica em Leilões

Os preços de contratação de energia elétrica em leilões podem ser divididos em dois grupos: preços dos leilões de energia nova e preços dos leilões de energia existente. Cada um dos grupos apresenta características particulares.

Os preços dos leilões de energia nova estão associados aos custos dos novos empreendimentos de geração de energia elétrica, que, por sua vez, podem ter características diferentes dependendo do tipo de geração, se hidroelétrica ou termoeletrica.

No caso de geração hidroelétrica, os custos relacionados ao investimento são maiores e os prazos de construção são mais dilatados. Dependendo-se das condições de financiamento do projeto, se houver a incidência de taxas de juros elevadas durante a fase de construção, o custo de geração deverá aumentar significativamente para poder remunerar adequadamente os investidores.

Já no caso de geração termoeletrica, os custos mais significativos são de um modo geral, associados ao custo de combustível. No caso de geração

termoelétrica utilizando gás natural ou óleo combustível, há o fator de risco cambial para o empreendedor, que, obviamente, será considerado na formação do preço da energia elétrica gerada. Por outro lado, os custos relacionados ao investimento são menores e os prazos de construção são mais curtos.

Esta racionalidade foi determinante para que o MME criasse o VR como sendo a média ponderada dos volumes e preços praticados nos leilões de compra de energia elétrica nos anos "A - 5" e "A - 3". Se as usinas termoelétricas têm prazos de construção menores que as usinas hidroelétricas, nos leilões de "A - 3" a oferta deverá advir de usinas termoelétricas. Por consequência, as usinas hidroelétricas deverão formar a oferta dos leilões de "A - 5". Como também é esperado que as usinas termoelétricas apresentem preços mais elevados em função dos custos dos combustíveis, o VR, na forma como foi concebido, passa a ser um instrumento de incentivo à contratação em "A - 5", quando os preços tendem a ser menores. As distribuidoras que tiverem que adquirir energia elétrica nos leilões de "A - 3", a preços maiores, poderão ter parte de seus custos não repassados às tarifas dos consumidores finais, o que caracterizaria uma penalidade. Assim, o VR passa a ser tanto um instrumento de incentivo como de penalidade na contratação de energia nova.

Para os preços dos leilões de energia existente, as condições de oferta no curto prazo são determinantes e relacionadas às projeções do PLD, uma vez que a energia elétrica não comercializada será liquidada no mercado de curto prazo, valorada ao PLD. Um bom exemplo é a condição de sobreoferta que o SIN vem apresentando desde o término do racionamento de 2001/2002, quando houve uma forte redução do consumo e um acréscimo da capacidade instalada. Esta condição de

sobra fez com que os geradores com energia elétrica não contratada reduzissem seus preços, para competir por contratos bilaterais no mercado de curto prazo e pela busca do atendimento a consumidores livres.

5.3 CENÁRIOS PARA AS SIMULAÇÕES

Para simplificar as simulações, foram selecionadas, de forma aleatória, 72 (setenta e duas) curvas de projeção do PLD, das 2000 curvas obtidas das séries sintéticas para três cenários distintos: cenário do conjunto de dados adotados para a elaboração do PMO de setembro de 2005 (PLD baixo), cenário do PMO de setembro de 2005, desconsiderando a entrada em operação das usinas vermelhas (PLD médio) e cenário do PMO de setembro de 2005, desconsiderando a entrada em operação das usinas amarelas e vermelhas (PLD alto). Nestas amostragens foram respeitadas a média e a mediana do universo de 2000 curvas de PLD. Dentro destes três cenários, foram escolhidos valores de PLD para o percentil de 57%, ou seja, existe uma probabilidade de 57% do PLD ser igual ou inferior a estes valores. O Gráfico 5.5 apresenta os valores de PLD a 57% de probabilidade para os três cenários descritos.

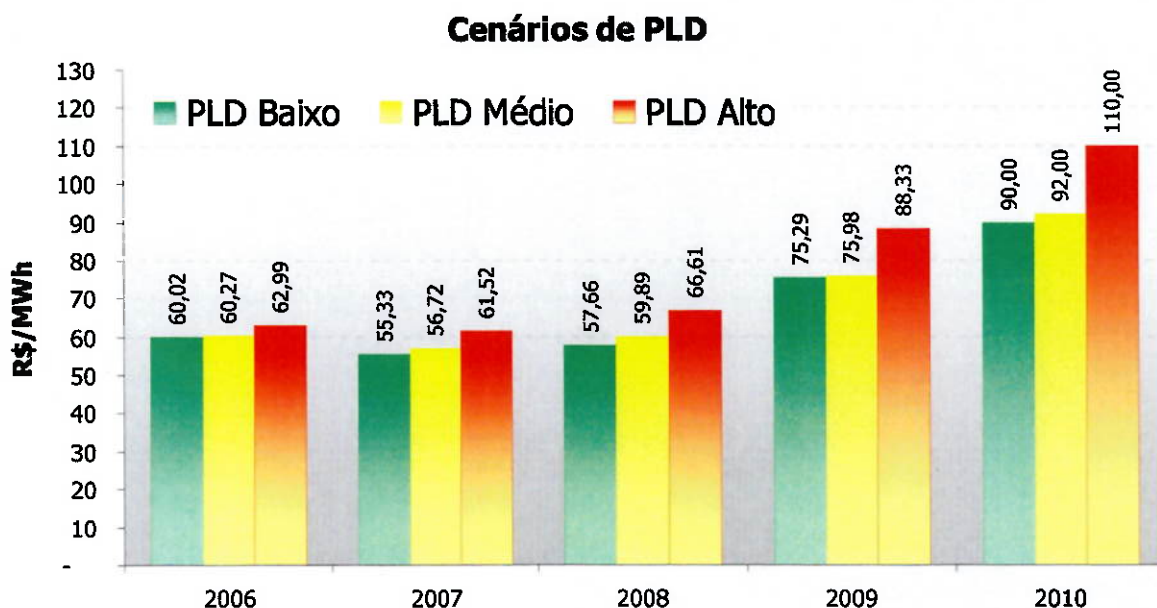


Gráfico 5.5

5.3.1 Cenários de mercado para as simulações da Contratação de Energia Elétrica

Conforme já descrito no Capítulo 3, o mercado de energia elétrica apresenta grande correlação com as condições macroeconômicas, especialmente com o comportamento do PIB nacional. Neste trabalho, foram escolhidos três cenários para as projeções do PIB de forma a representar possíveis cenários de mercado.

5.3.2 Cenários para o PIB e o mercado de energia elétrica

A EPE preparou um estudo com quatro cenários para o crescimento da economia nacional e sua correlação com o mercado de energia elétrica. Destes cenários, foram escolhidas três trajetórias mais prováveis: uma trajetória de referência, uma de alto crescimento e outra de baixo crescimento. Foram

consideradas, no presente trabalho, as trajetórias de referência (EPE Referência)⁵⁷ e de baixo crescimento (EPE trajetória baixa)⁵⁸.

Adicionalmente, foi considerado o cenário elaborado pela pesquisa Focus-Bacen⁵⁹ (FOCUS) para o crescimento do PIB nacional. O Gráfico 5.6 ilustra os três cenários adotados para o PIB.

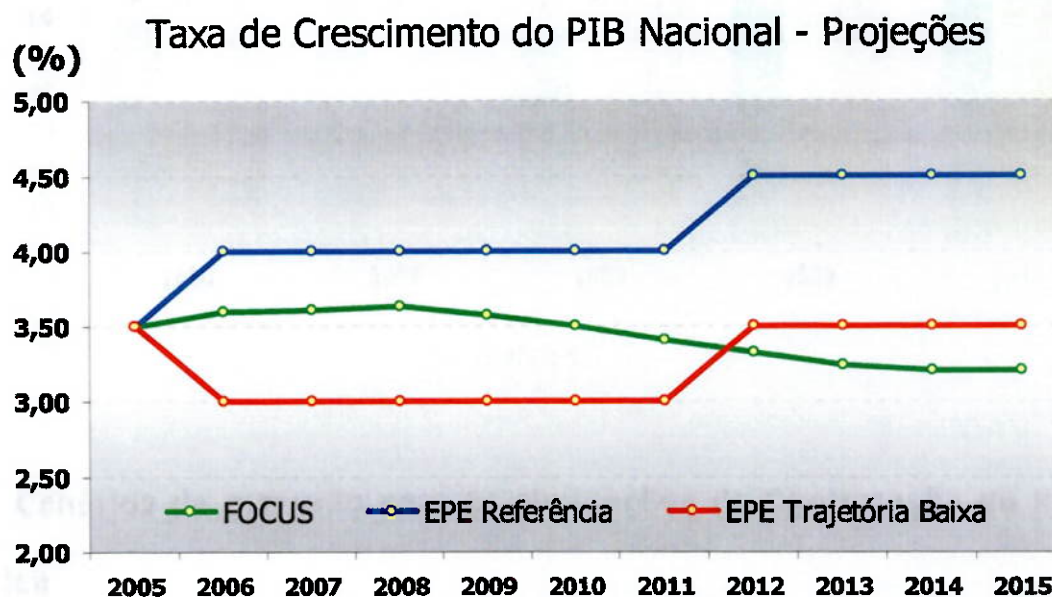


Gráfico 5.6

Com estes três cenários de PIB e adotando-se uma **elasticidade-renda igual à unidade**, foram projetados três cenários de crescimento do mercado total da AES Eletropaulo para os próximos dez anos. Ressalte-se, novamente, que estas projeções foram preparadas com base no mercado total da AES Eletropaulo e não representam as projeções oficiais da empresa, pois várias características foram

⁵⁷ A Trajetória de Referência representa o processo de avanço das mudanças estruturais. Na primeira cena há crescimento econômico, embora desigual, com um aumento gradual da taxa de investimento. Nas cenas seguintes o país continua o ritmo de ajustes estruturais e de crescimento econômico.

⁵⁸ A Trajetória de Baixo Crescimento representa o processo de ajustes estruturais iniciado na cena 1 não se concretiza e continua sendo o foco principal na cena 2. Nas duas primeiras cenas há um pequeno crescimento econômico desigual c/ aumento gradual da taxa de investimento. No último período, há um redirecionamento dos processos de ajustes estruturais para a promoção do crescimento econômico com menor participação do Estado e acentuada liberalização econômica.

⁵⁹ Focus-Bacen: o Banco Central divulga mensalmente e semanalmente o Relatório Focus e o Relatório de Mercado que compilam as expectativas dos principais agentes de mercado sobre as principais variáveis da economia brasileira, dentre elas o Superávit Primário, o saldo da Balança Comercial, a Conta Corrente, o Crescimento do PIB, os índices IGP's e IPC's, a meta da taxa de juros Selic, os preços administrados e a Taxa Câmbio.

alteradas para preservar informações de caráter restrito, uma vez que a empresa está condicionada às regras da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

Para estas projeções de mercado, foram adotadas distribuições normais de probabilidade, com desvios padrão (σ), variáveis ao longo do tempo, pois, conforme recomenda Jorion (2001, pág. 91), "tanto o retorno esperado como a variância aumentam linearmente com o tempo. A volatilidade, por contraste, aumenta com a raiz quadrada do tempo." Desta forma, o desvio padrão é dado pela Fórmula 5.1, conforme segue:

$$\sigma = \sigma_{anual} \sqrt{t}$$

Fórmula 5.1

onde:

σ_{anual} é o desvio-padrão do primeiro ano; e

"t" é o tempo expresso em anos no horizonte de projeção.

As projeções de mercado obtidas estão ilustradas no Gráfico 5.7, onde pode ser observada a amplitude das incertezas nas projeções, bem como as diferenças entre os três cenários de projeções de mercado. Pelas regras atuais de contratação, em 2005 as empresas devem declarar seus volumes para aquisição de energia nos leilões de "A - 5", ou seja, para o ano de 2010. Na comparação entre as projeções de mercado nas trajetórias extremas para o ano de 2010, para uma probabilidade de 95% (noventa e cinco por cento) de ocorrência, observa-se uma diferença de 11.195 GWh, saindo do cenário (EPE Trajetória Baixa – $1,96\sigma$) com

44.574 GWh para o cenário (EPE Referência + $1,96\sigma$) com 55.769 GWh, o que representa um acréscimo de 25% (vinte e cinco por cento) em relação ao primeiro cenário.

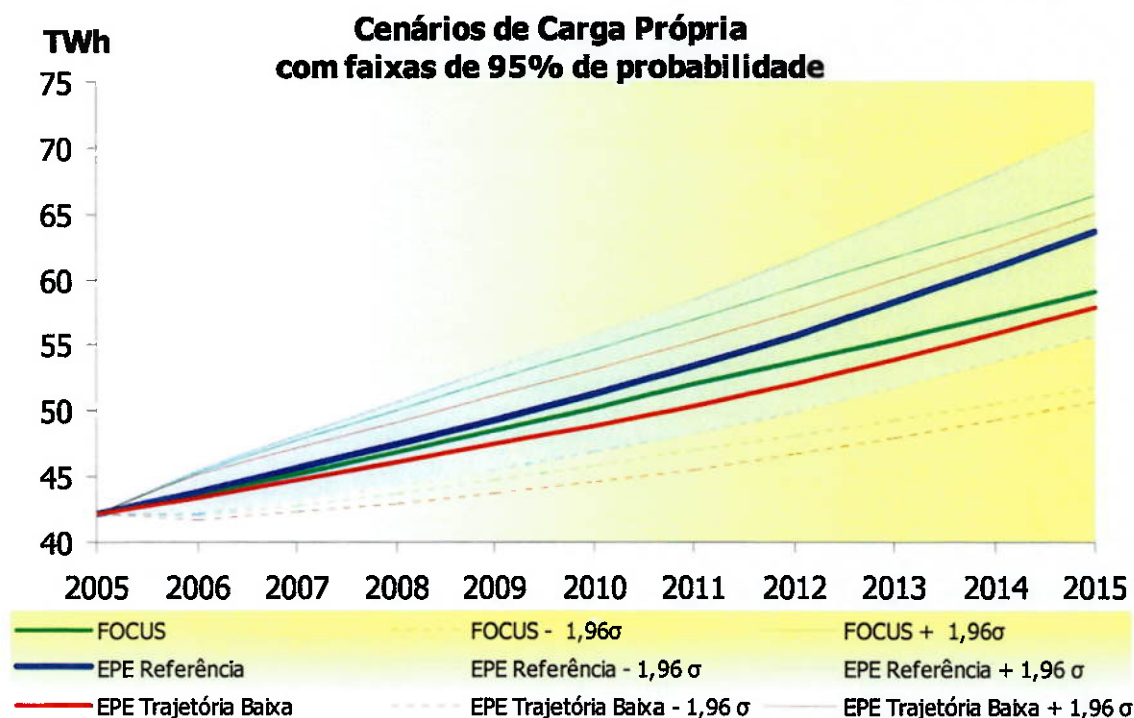


Gráfico 5.7

5.3.3 Demais variáveis e parâmetros das simulações

Além das projeções de mercado e de valores para o PLD, há um conjunto de premissas, que foram consideradas nas simulações para cálculo do valor em risco da Compra de Energia, que serão detalhadas a seguir.

O custo médio de compra de energia da AES Eletropaulo⁶⁰ considerado foi de R\$ 91,38/MWh, referente à média do primeiro semestre de 2005. Não está sendo considerada variação na taxa de câmbio do dólar para os anos futuros, referente à compra de energia de Itaipu.

⁶⁰ Esta informação de custo médio de compra de energia foi disponibilizada através do 2º ITR do ano de 2005 – Informações Trimestrais da empresa.

Foi adotado que a participação dos CCEARs no total de contratos da AES Eletropaulo representa 35% (trinta e cinco por cento). Com isso, a redução de contratos de energia existente de até 4% representa 1,4% do total contratado. Este percentual de 1,4% de redução foi mantido constante ao longo do horizonte de análise e não foram considerados terminos de contratos.

Não foram consideradas possíveis saídas de consumidores para o mercado livre neste período, pois seu efeito, em teoria, deve ser neutro do ponto de vista de margem de comercialização e remuneração dos ativos da distribuidora.

Para os leilões de ajuste, foi adotado um sobrepreço de 30% em relação ao PLD, considerando o que o mercado vem praticando recentemente em 2005.

Para obtenção da carga própria, decorrente das projeções de mercado, foram adicionadas perdas de Rede Básica de 3% para efeito de contratação de energia elétrica no centro de gravidade do submercado Sudeste, conforme determinam as Regras de Comercialização da CCEE.

O cenário base para as simulações será o cenário cuja projeção de mercado considera o cenário EPE Referência. A Tabela 5.2 apresenta as premissas descritas para as simulações.

ANO	CARGA PRÓPRIA	CONTRATOS EXISTENTES	DESVIO PADRÃO DA CARGA	REDUÇÃO DE MERCADO
	GWh		% DA CARGA PRÓPRIA	
2006	43.830	42.776	2,83	1,40
2007	45.583	42.776	3,46	1,40
2008	47.406	42.776	4,00	1,40
2009	49.303	42.776	4,47	1,40
2010	51.275	42.776	4,90	1,40

ANO	PREÇO MÉDIO DE REPASSE	PREÇO DOS LEILÕES DE AJUSTE	VR BAIXO	VR MÉDIO	VR ALTO	PLD BAIXO	PLD MÉDIO	PLD ALTO
R\$/MWh								
2006	91,38	78,35	70,00	70,00	70,00	60,02	60,27	62,99
2007	91,38	73,74	77,70	77,70	77,70	55,33	56,72	61,52
2008	92,48	77,85	95,00	105,00	115,00	57,66	59,89	66,61
2009	93,73	131,18	80,00	110,00	135,00	75,29	75,98	88,33
2010	94,93	144,18	105,00	115,00	165,00	90,00	92,00	110,00

Tabela 5.2

5.4 SIMULAÇÕES DA CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA COM CENÁRIOS DE MERCADO E PREÇOS

O primeiro conjunto de simulações realizadas considerou integralmente as regras de contratação estabelecidas na regulamentação atual, especialmente no que diz respeito ao repasse tarifário quando a empresa apresenta-se na condição de sobrecontratação. Conforme ilustrados na Figura 4.10, os ganhos ou perdas decorrentes da sobrecontratação são assumidos pela distribuidora.

Utilizando a modelagem descrita no Capítulo 4, obteve-se o custo total sem repasse tarifário para os três cenários de PLD, conforme descrito anteriormente. Estes custos totais representam os custos decorrentes do pagamento de penalidades para as probabilidades de subcontratação e os custos decorrentes de perda financeira na comercialização de excedente de contratação para as probabilidades de sobrecontratação. O Gráfico 5.8 ilustra as curvas de custos totais para o ano de 2009, obtidas a partir do sorteio de 800 possibilidades de carga naquele ano, segundo a

distribuição normal com a média do cenário EPE Referência, com desvio padrão de 4,47% e o sorteio aleatório de 72 cenários para o PLD. Para um nível de contratação intermediário de 101,5%, a diferença entre o VAR a 95% dos cenários PLD baixo (R\$ 360 milhões) e PLD alto (R\$ 402 milhões) é de aproximadamente R\$ 42 milhões. Ou seja, nestes cenários, os valores em risco a 95% são bastante elevados, e apenas a alteração dos valores de PLD, em função de restrições para a entrada em operação das usinas amarelas e vermelhas, traz um VAR adicional de R\$ 42 milhões.

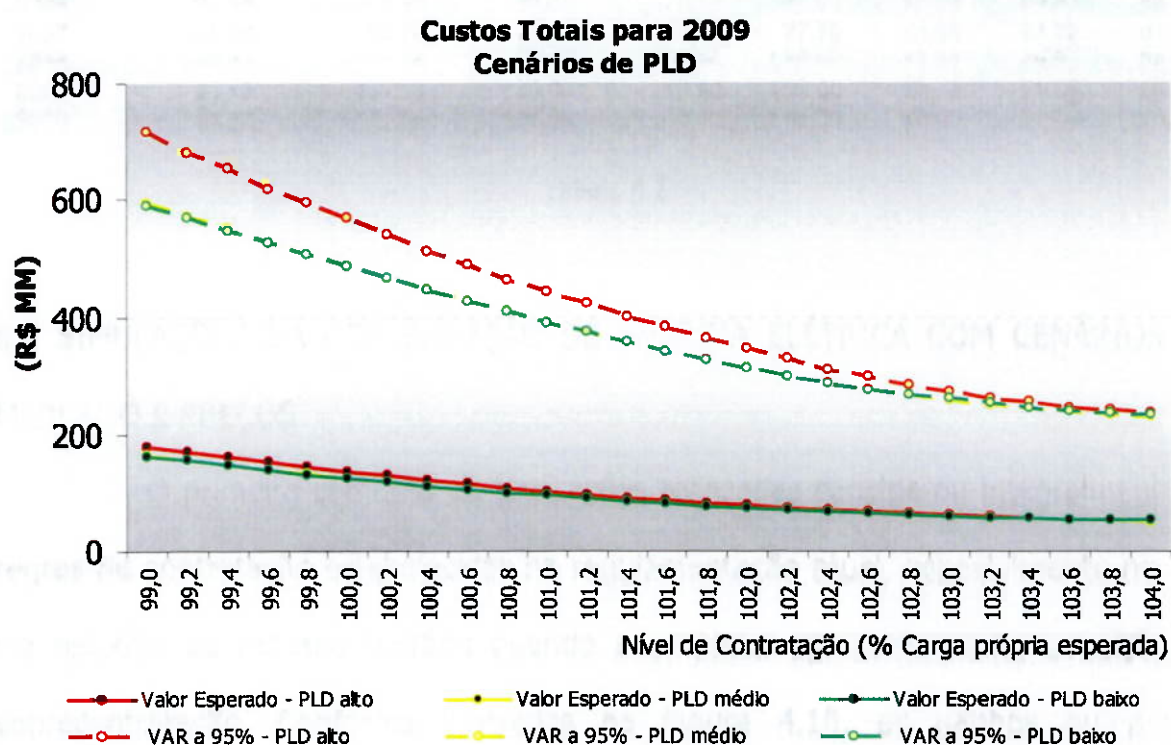


Gráfico 5.8

Neste Gráfico 5.8, é possível observar também que o nível de contratação onde o valor esperado dos custos totais é mínimo tende para um percentual próximo de 104%, o que não parece ser razoável, uma vez que a distribuidora estaria comprando mais energia que o necessário para atendimento de seu mercado e acima da faixa de 3%, onde o repasse dos volumes contratados já não é garantido.

Esta condição acontece sempre que houver valores de PLD elevados, pois, se a penalidade por subcontratação estimula a decisão por um nível de contratação acima de 100%, o PLD elevado também estimula a sobrecontratação, já que, além de evitar o pagamento de penalidades, a distribuidora poderá ter ganhos financeiros no mercado de curto prazo, caso o PLD seja superior aos preços médios de contratação.

Assim, apesar da regulamentação atual alocar os ganhos ou perdas financeiras aos distribuidores quando o nível de contratação for superior a 103%, foi adotada uma nova premissa para as simulações do presente trabalho, na qual toda vez que o nível de contratação for superior a 103%, os ganhos foram desconsiderados para a determinação do melhor nível de contratação, como uma forma conservadora, uma vez que não seria razoável as distribuidoras ficarem muito sobrecontratadas em função dos riscos associados. Com esta premissa, busca-se trazer os resultados dos níveis ótimos de contratação para patamares dentro da faixa de 100 a 103%.

5.4.1 Definição dos níveis ótimos de contratação

Admitindo-se a nova premissa de excluir eventuais ganhos por sobrecontratação, foram realizadas novas simulações para a obtenção do custo total, sem repasse tarifário para os três cenários de PLD, conforme descrito anteriormente. O Gráfico 5.9 apresenta os resultados destas simulações.

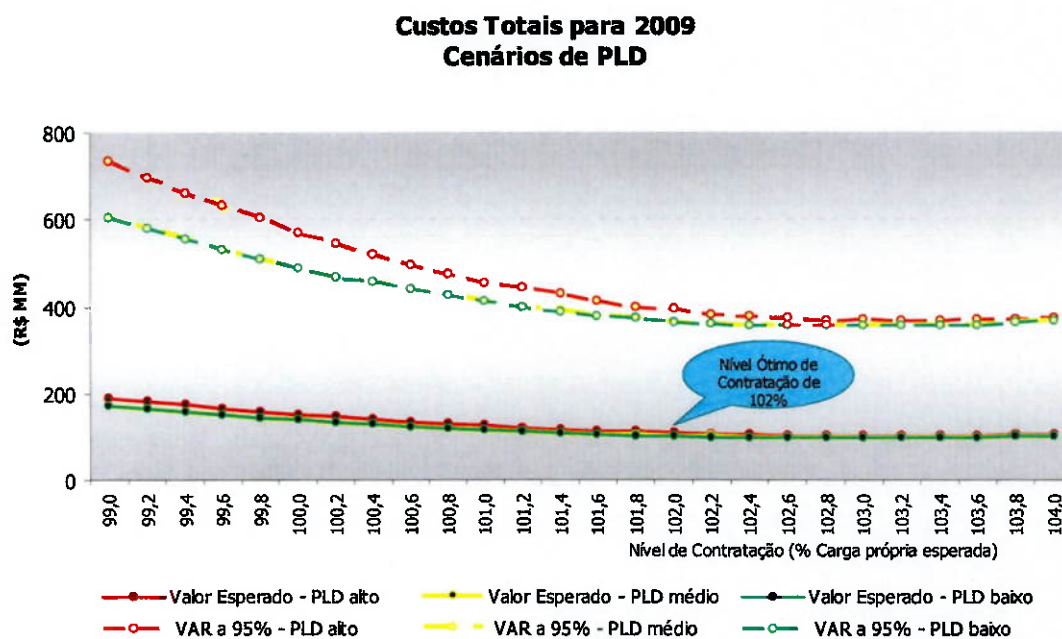


Gráfico 5.9

Para definição do nível ótimo de contratação para 2009, foi considerado o ponto onde o valor esperado dos custos totais é mínimo, ou seja, o ponto onde a derivada da curva de custos totais é nula, que resultou em um nível de contratação de 102%.

Para os anos de 2006 a 2010, os níveis ótimos de contratação que foram obtidos, estão apresentados no Gráfico 5.10 a seguir.



Gráfico 5.10

5.4.2 Definição dos volumes de energia elétrica a serem contratados

Partindo-se destes níveis de contratação calculados, é possível obter os volumes a serem contratados adicionalmente aos volumes já contratados apresentados na Tabela 5.2, para cada um dos três cenários de projeção de mercado e carga própria. Como as projeções de carga própria são probabilísticas, será considerado um intervalo de confiança de 95%. O Gráfico 5.11 ilustra os volumes a serem contratados para cada ano e as faixas dos intervalos de confiança em cada cenário. Os números em destaque acima de cada barra representam os valores esperados de cada cenário.

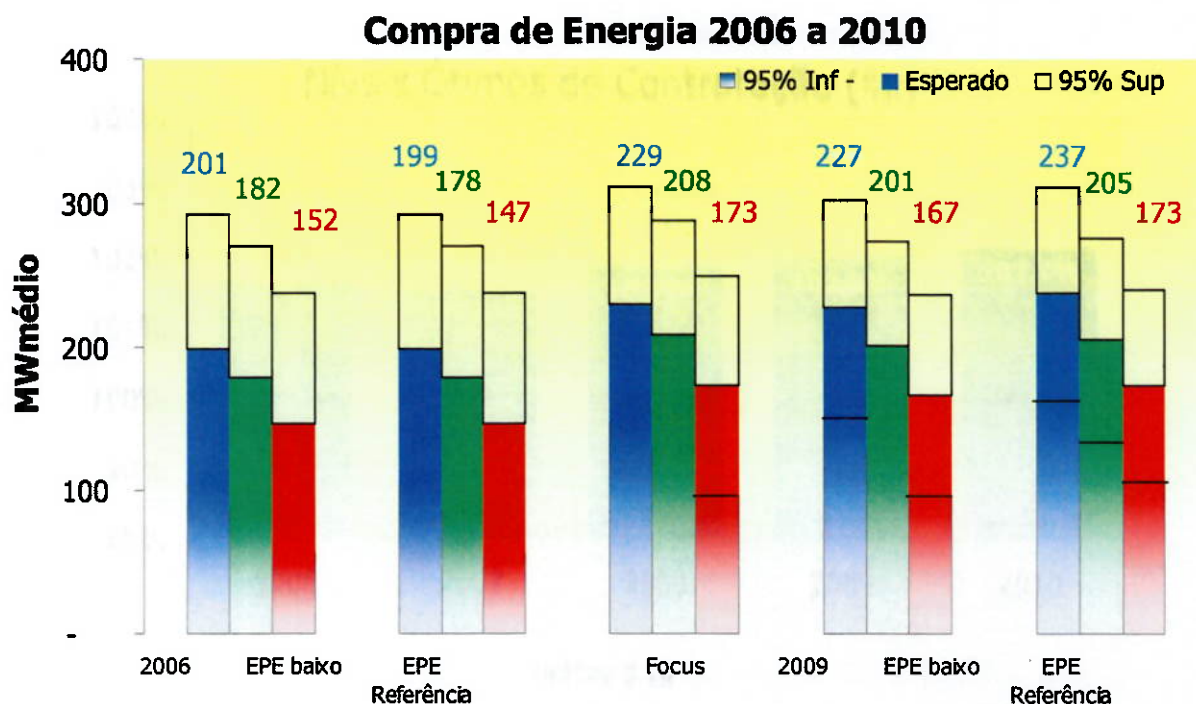


Gráfico 5.11

5.4.3 Análise de sensibilidade da contratação de energia elétrica

A análise de sensibilidade da contratação realizada considerou as seis combinações possíveis de pares, dos três cenários de projeção de carga própria, para poder verificar se os instrumentos de mitigação previstos na regulamentação possibilitam o gerenciamento dos riscos na contratação de energia elétrica, através da manutenção dos níveis de contratação inicialmente definidos. Assim, uma vez decidido qual volume de energia elétrica comprar, com base em um dos cenários de projeção de carga própria, identificou-se como se comportariam os instrumentos de mitigação de volume para os outros dois cenários de projeção de carga própria.

5.4.4 Principais premissas de contratação de energia elétrica das simulações

Foi assumida a premissa em que o ponto de partida, para a contratação de energia elétrica, estaria ocorrendo em dezembro de 2005, não sendo mais possível adquirir energia para a mitigação de volume, utilizando os leilões de energia nova em "A - 3" para o ano de 2008. Assim, somente foi considerada possível, a compra de 1,73%⁶¹ em "A - 3" a partir do ano de 2009, estando Não Disponível (ND) até 2008. Da mesma forma, os decréscimos de contratos de energia existente, limitados a 4% dos volumes contratados, são considerados somente a partir de 2007, uma vez que a decisão de redução para o ano de 2006 deveria ocorrer em julho de 2005.

Como a partir de 2009, na condição de regime permanente do modelo de contratação, os volumes para contratação nos leilões de energia existente, em "A - 1", estarão limitados ao montante de reposição⁶², conforme estabelecido no artigo 24 do Decreto no 5.163/04, não está sendo considerada esta possibilidade nas simulações. Mesmo a possibilidade de adquirir 105% do montante de reposição não foi considerada, pois depende de haver disponibilidade no SIN, o que, pela análise do Balanço Energético do SIN, apresentada neste Capítulo, não é sinalizada. Pelo mesmo motivo, o MCSD não foi considerado, pois este mecanismo de trocas entre as distribuidoras depende da disponibilidade de sobras contratuais. Desta forma, nas simulações realizadas, a única forma de contratação de curto prazo considerada foi a

⁶¹ O limite considerado para a contratação de "A - 3" foi de 1,73% da carga do ano de início de suprimento deste produto, uma vez que o Decreto nº 5.163/04 permite sua contratação em apenas 2% da carga de "A - 5", ou seja, 5 anos antes do início de suprimento. Com o crescimento da carga, em 5 anos, esse montante teria um percentual relativo ao ano de início de suprimento menor do que os 2% da carga de "A - 5". Considerando um crescimento médio da ordem de 3% ao ano, ele representa apenas 1,73% após 5 anos.

⁶² Montante de reposição é a quantidade de energia elétrica dos CCEARs que se extinguem no ano dos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, subtraídas eventuais reduções decorrentes do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor, decorrente de outras variações de mercado e decorrente de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004.

possibilidade de compra, nos leilões de ajuste, de até 1% da carga total contratada da distribuidora.

5.5 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES DE CONTRATAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A Tabela 5.3 apresenta a condição em que a decisão é tomada com base no cenário de mercado EPE Referência e ocorrem os outros dois cenários de mercado.

Decisão de Compra para o cenário de mercado EPE Referência					
ocorrendo o cenário de mercado FOCUS					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	102,0%	102,3%	103,0%	103,5%	104,1%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND		
Leilão de Ajuste					
Redução por Variação de Mercado	ND	0,73%	0,37%	0,43%	0,50%
Nível de Contratação atingido	102,0%	101,5%	101,9%	102,0%	102,1%
ocorrendo o cenário de mercado EPE trajetória baixa					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	102,6%	103,5%	104,8%	105,9%	107,1%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND		
Leilão de Ajuste					
Redução por Variação de Mercado	ND	1,40%	1,40%	1,15%	1,04%
Nível de Contratação atingido	102,6%	102,1%	102,0%	102,0%	102,1%

Tabela 5.3

Nas hipóteses da Tabela 5.3, mesmo não sendo possível retornar aos níveis de contratação inicialmente definidos, a utilização dos instrumentos de mitigação de volume possibilitou que os níveis de contratação fossem mantidos

abaixo de 103%. Os valores, com sombreamento amarelo mais forte, indicam as situações em que não foi atingido o nível de contratação inicialmente definido como ótimo.

A Tabela 5.4 apresenta a condição em que a decisão é tomada com base no cenário de mercado FOCUS e ocorrem os outros dois cenários de mercado.

Decisão de Compra para o cenário de mercado FOCUS					
ocorrendo o cenário de mercado EPE Referência					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	101,2%	100,7%	100,7%	100,4%	100,0%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND		0,31%
Leilão de Ajuste	0,46%	0,38%	0,82%	0,79%	1,00%
Redução por Variação de Mercado	ND				
Nível de Contratação atingido	101,6%	101,5%	101,9%	102,0%	102,1%
ocorrendo o cenário de mercado EPE trajetória baixa					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	102,1%	102,7%	103,6%	104,3%	105,0%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND		
Leilão de Ajuste					
Redução por Variação de Mercado	ND	1,13%	0,64%	0,58%	0,51%
Nível de Contratação atingido	102,1%	101,5%	101,9%	102,0%	102,1%

Tabela 5.4

Da mesma forma que nas hipóteses da Tabela 5.3, a utilização dos instrumentos de mitigação de volume possibilitou que os níveis de contratação fossem mantidos dentro da faixa de repasse tarifário entre 100 e 103%.

A Tabela 5.5 apresenta a condição em que a decisão é tomada com base no cenário de mercado EPE trajetória baixa e ocorrem os outros dois cenários de mercado.

Decisão de Compra para o cenário de mercado EPE trajetória baixa					
ocorrendo o cenário de mercado EPE Referência					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	100,5%	99,5%	98,8%	98,0%	97,2%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND	1,73%	1,20%
Leilão de Ajuste	1,00%	0,96%	1,00%	1,00%	1,00%
Redução por Variação de Mercado					
Nível de Contratação atingido	101,6%	101,5%	100,8%	101,7%	102,1%
ocorrendo o cenário de mercado FOCUS					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	100,9%	100,2%	100,0%	99,5%	99,2%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND	0,48%	0,48%
Leilão de Ajuste	0,70%	0,59%	1,00%	1,00%	1,00%
Redução por Variação de Mercado	ND				
Nível de Contratação atingido	101,6%	101,5%	101,5%	102,0%	102,1%

Tabela 5.5

Novamente, da mesma forma que nas hipóteses das Tabelas 5.3 e 5.4, a utilização dos instrumentos de mitigação de volume possibilitou que os níveis de contratação fossem mantidos dentro da faixa de repasse tarifário entre 100 e 103%. Entretanto, neste último conjunto de hipóteses, os instrumentos de contratação foram utilizados próximos de seus limites.

5.6 ANÁLISE DOS RESULTADOS DAS SIMULAÇÕES PROBABILÍSTICAS

Como as projeções de mercado são probabilísticas, foram também realizadas simulações considerando a confiabilidade de 95% ilustrada no Gráfico

5.11, onde são admitidas variações para mais ou para menos em relação ao valor esperado das projeções.

As simulações consideraram a condição em que a decisão é tomada com base no valor esperado de um determinado cenário de mercado, combinado com a possibilidade de ocorrência dos outros dois cenários de mercado utilizando-se os limites de confiança de 95% para mais ou para menos. As Tabelas 5.6, 5.7 e 5.8 apresentam os resultados obtidos.

Decisão de Compra para o cenário de mercado EPE Referência					
ocorrendo o cenário de mercado FOCUS com 95% confiança inferior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	106,2%	108,3%	110,5%	112,4%	114,2%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND		
Leilão de Ajuste					
Redução por Variação de Mercado	ND	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
Nível de Contratação atingido	106,2%	106,9%	107,7%	108,1%	108,5%
ocorrendo o cenário de mercado EPE baixa com 95% confiança inferior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	106,8%	109,6%	112,5%	115,0%	117,5%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND		
Leilão de Ajuste					
Redução por Variação de Mercado	ND	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
Nível de Contratação atingido	106,8%	108,2%	109,7%	110,8%	111,8%

Tabela 5.6

Nos dois cenários da Tabela 5.6, a diferença entre os valores de carga própria da decisão de compra de energia elétrica e os valores com confiança de 95% é muito grande, provocando uma sobrecontratação bastante elevada. Para estas combinações, os instrumentos de mitigação de sobrecontratação foram insuficientes, não possibilitando o retorno a níveis próximos de 103%.

Decisão de Compra para o cenário de mercado FOCUS					
ocorrendo o cenário de mercado EPE Ref. com 95% confiança superior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	97,4%	95,5%	94,3%	93,1%	92,0%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND	1,73%	1,73%
Leilão de Ajuste	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Redução por Variação de Mercado	ND				
Nível de Contratação atingido	98,4%	97,4%	96,3%	96,8%	97,5%
ocorrendo o cenário de mercado EPE baixa com 95% confiança inferior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	106,4%	108,8%	111,2%	113,3%	115,1%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND		
Leilão de Ajuste					
Redução por Variação de Mercado	ND	1,40%	1,40%	1,40%	1,40%
Nível de Contratação atingido	106,4%	107,3%	108,4%	109,0%	109,5%

Tabela 5.7

Nos dois cenários da Tabela 5.7, foram criadas duas condições opostas do ponto de vista de volumes contratados. Na primeira condição, com a decisão de compra considerando o cenário FOCUS e a ocorrência do cenário EPE Referência com confiança de 95% superior, a subcontratação resultante não pôde ser mitigada apenas com as contratações em "A - 3" e de ajustes.

Para a condição da ocorrência do cenário EPE baixa com 95% de confiança inferior, a sobrecontratação resultante foi elevada e, da mesma forma que as condições da Tabela 5.6, os instrumentos de mitigação não foram suficientes para ajustar os níveis contratuais para valores próximos de 103%.

Decisão de Compra para o cenário de mercado EPE trajetória baixa					
ocorrendo o cenário de mercado EPE Ref. com 95% confiança superior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	96,8%	94,4%	92,7%	91,0%	89,4%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND	1,73%	1,73%
Leilão de Ajuste	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Redução por Variação de Mercado	ND				
Nível de Contratação atingido	97,8%	96,3%	94,6%	94,7%	94,9%
ocorrendo o cenário de mercado FOCUS com 95% confiança superior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	97,2%	95,1%	93,7%	92,4%	91,3%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A - 3"	ND	ND	ND	1,73%	1,73%
Leilão de Ajuste	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Redução por Variação de Mercado	ND				
Nível de Contratação atingido	98,2%	97,1%	95,7%	96,1%	96,7%

Tabela 5.8

Nos dois cenários da Tabela 5.8, foram criadas condições de subcontratação, em que os instrumentos de contratação não foram suficientes para retornar a níveis acima de 100% e evitar o pagamento de penalidades por subcontratação.

5.6.1 Análise da probabilidade de sobrecontratação ou subcontratação

Considerando os três cenários de crescimento de carga de forma probabilística (segundo uma distribuição normal, cuja média é a carga esperada em 2009 naquele cenário e o desvio padrão é de 4,47%), foram escolhidas 2.400

possibilidades de carga (800 de cada cenário). Combinando essas possibilidades com 72 curvas de PLD, obteve-se uma distribuição de 172.800 possibilidades de carga e PLD em 2009. Foi realizada uma análise com o objetivo de mostrar o grau de probabilidade de o nível de contratação da empresa situar-se fora da faixa compreendida entre 100% e 103%, mesmo que sua decisão seja a contratação de energia com base no valor médio de sua expectativa de carga. Para isso, o nível de contratação, utilizado para a contratação em cada um dos cenários, foi o nível ótimo tomando-se como premissa não considerar qualquer receita com a venda de energia no mercado de curto prazo.

Para as condições de sobrecontratação, o instrumento de mitigação adotado foi a redução de volume decorrente de variações de mercado, que, no presente estudo, é de 1,40% ao ano.

Para as condições de subcontratação, os instrumentos de mitigação adotados foram a aquisição de energia nos leilões "A - 3" , em que o percentual considerado foi de 1,73% ao ano, a partir de 2009, e nos leilões de ajuste, com limite de 1% a cada ano, a partir de 2007.

A Tabela 5.9 apresenta os resultados obtidos para os três cenários de mercado.

Cenário EPE Referência					
Probabilidades de Sobrecontratação ou Subcontratação (%)					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação > 103%	33%	27%	27%	26%	26%
Nível de Contratação < 100%	7%	7%	8%	4%	3%
Cenário FOCUS					
Probabilidades de Sobrecontratação ou Subcontratação (%)					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação > 103%	27%	19%	18%	17%	14%
Nível de Contratação < 100%	10%	11%	14%	12%	6%
Cenário EPE trajetória baixa					
Probabilidades de Sobrecontratação ou Subcontratação (%)					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação > 103%	18%	10%	8%	6%	5%
Nível de Contratação < 100%	15%	21%	28%	21%	17%

Tabela 5.9

Com os resultados apresentados na Tabela 5.9, pode-se concluir que a contratação com base no cenário FOCUS é a que apresenta a menor probabilidade do nível de contratação estar fora da faixa de 100% a 103%, no horizonte dos cinco anos considerados, com 29,6% na média da soma das probabilidades do cenário FOCUS.

Entretanto, a contratação com base no cenário EPE baixo é a que apresenta, em todo o período, a menor probabilidade de sobrecontratação, porém a maior probabilidade de subcontratação. Isto ocorre devido ao fato de a contratação no leilão de ajuste ser bastante limitada, em termos de volume e duração do contrato, no caso de subcontratação. Para a condição de sobrecontratação, as probabilidades são baixas em função da possibilidade de redução contratual a partir de 2007. Este risco poderia ser reduzido com a inclusão da possibilidade de compra

de energia nos leilões de "A - 1", limitado a 1%, **independentemente da compra do montante de reposição que a distribuidora tem direito.**

A partir de 2009, os riscos de subcontratação, nos três cenários, apresentam uma redução, devido à possibilidade de compra em leilões de "A - 3". Novamente, a possibilidade de compra de energia nos leilões de "A - 1", sem vinculação ao montante de reposição, poderia reduzir estes riscos.

Em 2006, para o cenário EPE Referência, ao somar as probabilidades em que a contratação situa-se fora da faixa de 100% a 103%, obtém-se uma probabilidade de 40%, que é bastante elevada.

Por fim, o valor médio das probabilidades da contratação situar-se fora da faixa de 100% a 103% é de 31%, ou seja, praticamente uma em cada três possibilidades resulta em exposição financeira para a distribuidora.

Para avaliar a probabilidade da existência do risco financeiro decorrente de custos não repassados às tarifas, foi construída uma amostragem de possibilidades para o ano de 2009, obtidas através da combinação de 800 valores de mercado, das curvas de distribuição de probabilidades de cada cenário de mercado, com as 72 curvas de PLD adotadas anteriormente. Com esta amostragem de 172.800 pontos e tomando-se como referência, para compra de energia, o cenário de mercado FOCUS, foram identificados 50.120 pontos nos quais a contratação escolhida incorreu em custos não repassados às tarifas, ou seja, 29% dos casos para o ano de 2009. Com estes pontos foi elaborada uma distribuição de probabilidades, que é apresentada no Gráfico 5.12, na qual pode ser observada a superposição das distribuições de probabilidades de carga própria.

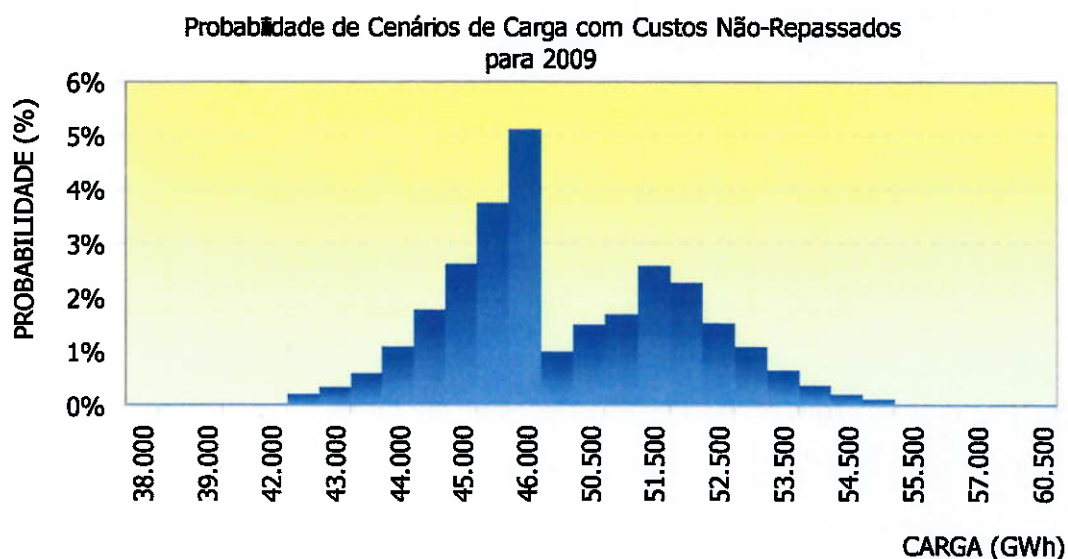


Gráfico 5.12

5.6.2 Riscos financeiros associados aos volumes sem repasse tarifário

De posse do mesmo conjunto de pontos no qual há custos não repassados às tarifas, foi elaborado o Gráfico 5.13, que mostra a distribuição de probabilidade destes custos para o ano de 2009, em que se destaca a probabilidade dos custos serem superiores a R\$ 10 milhões, de 27,5% e acima de R\$ 100 milhões, de 13,4%. Apesar de baixa, há uma probabilidade de 1,5% de os custos serem superiores a R\$ 400 milhões, caracterizada pela condição de subcontratação, que não pode ser desconsiderada da análise de riscos.

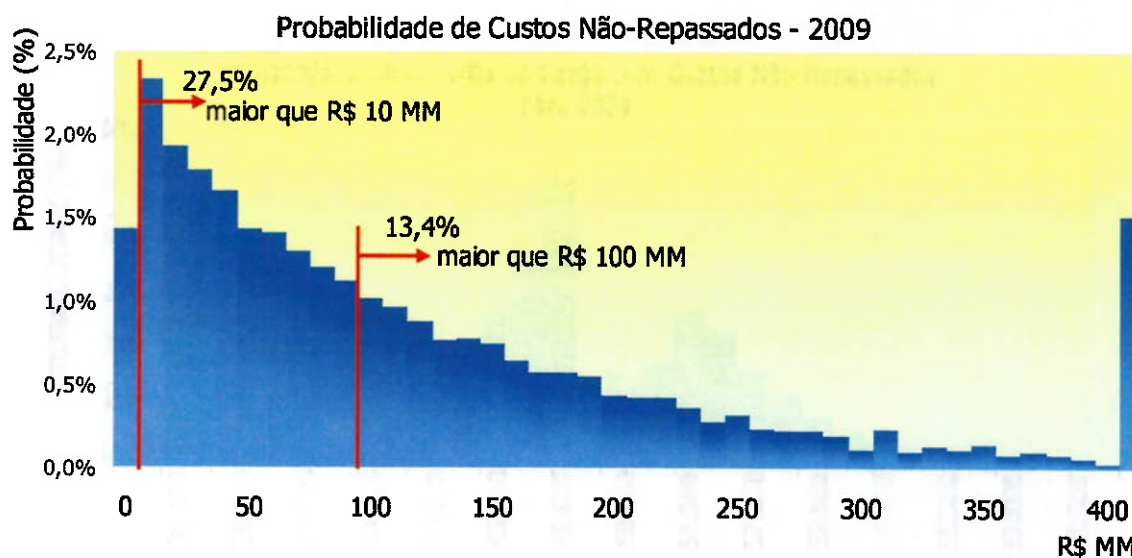


Gráfico 5.13

Da análise probabilística apresentada, pode-se verificar que há probabilidades elevadas de a empresa arcar com custos não repassados às tarifas, que podem deteriorar, sensivelmente, seus resultados econômico-financeiros.

5.7 A POSSIBILIDADE DA CONTRATAÇÃO EM "A - 1"

A contratação de energia em "A - 1" pode ser um mitigador de volume e, conseqüentemente, de custos não repassados, desde que exista a possibilidade de compra de energia adicional aos montantes de reposição e não limitada a apenas 1%, conforme determina o Decreto nº 5.163/04, mas em percentual superior, conforme permite a Lei nº 10.848/04.

Com a adoção da premissa de compra de energia em "A - 1" limitada a 1%, os níveis de contratação inferiores a 100%, apresentados nas Tabelas 5.7 e 5.8, poderiam ser parcialmente incrementados, porém sem atingirem os 100% exigidos pela regulamentação.

Contudo, com a possibilidade de contratação em "A - 1", limitada a 2%, os mesmos níveis de contratação, na sua maioria, poderiam atingir o patamar mínimo de 100%, mesmo no ano de 2008, quando alguns cenários apresentam valores inferiores a 95%, pois, com a compra de energia limitada a 2% desde o ano de 2006, os níveis contratuais poderiam atingir 100%, uma vez que os contratos podem ter duração de cinco a quinze anos, não sendo, assim, caracterizados como contratos de curto prazo. As Tabelas 5.10 e 5.11 mostram os resultados dos níveis de contratação com a inclusão da possibilidade de compra de energia de até 2% do mercado em "A - 1".

Decisão de Compra para o cenário de mercado EPE trajetória baixa					
ocorrendo o cenário de mercado EPE Ref. com 95% confiança superior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	96,8%	94,4%	92,7%	91,0%	89,4%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A-3"	ND	ND	ND	1,73%	1,73%
Leilão em "A-1"	2,00%	2,00%	2,00%	1,20%	
Leilão de Ajuste	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Redução por Variação de Mercado	ND				
Nível de Contratação atingido	99,8%	100,3%	101,6%	101,9%	102,1%
ocorrendo o cenário de mercado FOCUS com 95% confiança superior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	97,2%	95,1%	93,7%	92,4%	91,3%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A-3"	ND	ND	ND	1,73%	1,73%
Leilão em "A-1"	2,00%	2,00%	1,20%	0,30%	
Leilão de Ajuste	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Redução por Variação de Mercado	ND				
Nível de Contratação atingido	100,2%	101,1%	101,9%	101,6%	102,2%

Tabela 5.10

Decisão de Compra para o cenário de mercado FOCUS					
ocorrendo o cenário de mercado EPE Ref. com 95% confiança superior					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação resultante	97,4%	95,5%	94,3%	93,1%	92,0%
Instrumentos de Contratação					
Leilão em "A-3"	ND	ND	ND	1,73%	1,73%
Leilão em "A-1"	2,00%	2,00%	1,20%		1,40%
Leilão de Ajuste	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%	1,00%
Redução por Variação de Mercado	ND				
Nível de Contratação atingido	100,4%	101,4%	101,5%	102,0%	102,1%

Tabela 5.11

5.7.1 Riscos financeiros associados aos volumes sem repasse tarifário

A adoção desta flexibilidade de contratação em "A - 1", limitada a 2%, poderia reduzir, sensivelmente, os riscos financeiros das empresas distribuidoras, como pode ser visto no Gráfico 5.14, quando comparado ao Gráfico 5.13. A distribuição de probabilidade dos custos não repassados, para o ano de 2009, apresenta uma probabilidade de os custos serem superiores a R\$ 10 milhões, de 16,8%, e acima de R\$ 100 milhões, de 7,8%, contra 27,5% e 13,4%, respectivamente, no cenário sem a compra em "A - 1".

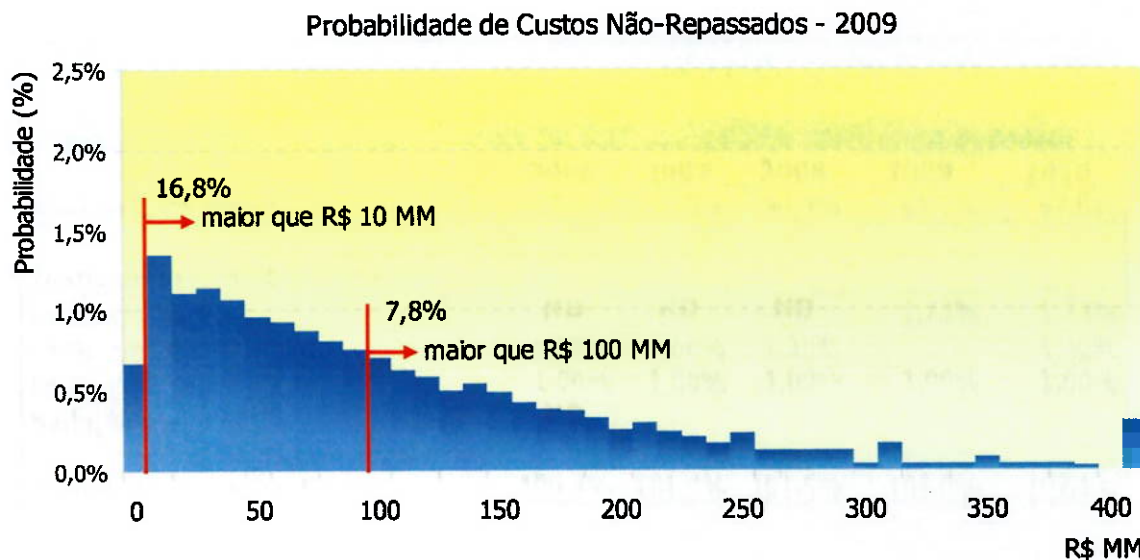


Gráfico 5.14

5.7.2 Probabilidade de sobrecontratação ou subcontratação

Considerando os cenários probabilísticos de mercado, foi identificada a probabilidade do nível de contratação da empresa situar-se fora da faixa compreendida entre 100% e 103%. Para isso, o nível de contratação utilizado para a contratação em cada um dos cenários foi o nível ótimo, tomando-se como premissa não considerar qualquer receita com a venda de energia no mercado de curto prazo.

Para as condições de sobrecontratação, o instrumento de mitigação adotado foi a redução de volume decorrente de variações de mercado.

Para as condições de subcontratação, os instrumentos de mitigação adotados foram a aquisição de energia nos leilões "A - 3", onde o percentual considerado foi de 1,73% ao ano, a partir de 2009, nos leilões de ajuste, com limite de 1% a cada ano, a partir de 2007 e nos leilões de "A - 1", com limite de 2% a cada ano.

A Tabela 5.12 apresenta os resultados obtidos para os três cenários de mercado.

Cenário EPE Referência					
Probabilidades de Sobrecontratação ou Subcontratação (%)					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação > 103%	33%	27%	27%	26%	26%
Nível de Contratação < 100%	4%	2%	1%	0%	0%
Cenário FOCUS					
Probabilidades de Sobrecontratação ou Subcontratação (%)					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação > 103%	27%	19%	18%	16%	14%
Nível de Contratação < 100%	7%	3%	2%	0%	0%
Cenário EPE trajetória baixa					
Probabilidades de Sobrecontratação ou Subcontratação (%)					
	2006	2007	2008	2009	2010
Nível de Contratação > 103%	18%	10%	8%	6%	5%
Nível de Contratação < 100%	11%	7%	5%	2%	1%

Tabela 5.12

Pela análise da Tabela 5.12, pode-se concluir que fica bastante reduzido o risco de a empresa estar fora da faixa que garante o repasse tarifário dos volumes adquiridos em leilões de energia, principalmente para o caso de subcontratação. A introdução da possibilidade de compra de energia nestes leilões pode ser um eficaz instrumento de mitigação de risco para as distribuidoras, sem ferir os princípios básicos que norteiam o Novo Modelo do Setor Elétrico.

5.8 A APLICAÇÃO DE PENALIDADES POR SUBCONTRATAÇÃO

A aplicação de penalidades por subcontratação é muito severa, trazendo riscos de perdas financeiras elevadas para as empresas de distribuição.

A penalidade por subcontratação, na forma atual, é composta por duas parcelas, sendo a primeira constituída pelo pagamento da quantidade de energia

elétrica não contratada, multiplicada pelo maior valor entre o PLD e o VR, e a segunda, dada pela limitação, pelo menor valor entre o PLD e o VR, do repasse dos custos da compra de energia elétrica no mercado de curto prazo, conforme apresentado na Figura 4.3.

Caso o PLD seja menor que o VR, o impacto total da subcontratação é dado pelo volume não coberto por contratos, multiplicado pelo VR.

Porém, caso o PLD seja maior que o VR, além do pagamento do volume não coberto por contratos, multiplicado pelo PLD, não haverá o repasse tarifário integral do volume não coberto por contratos, que será limitado ao VR. O impacto total da subcontratação teria um **duplo pagamento** da parcela dada pelo volume não coberto por contratos multiplicado pela diferença entre o PLD e o VR.

Como alternativa, foram feitas simulações para o caso onde a penalidade aplicada é composta pelo pagamento da quantidade de energia adquirida no mercado de curto prazo, multiplicada pela diferença entre o PLD e o VR, quando o PLD for menor que o VR, e quando o PLD for maior que o VR, a penalidade é o próprio repasse limitado ao VR.

A Figura 5.2 mostra o impacto total da subcontratação, nos dois cenários possíveis, quando o PLD for diferente do VR. Se o PLD for igual ao VR não haverá pagamento de penalidade, uma vez que a distribuidora está adquirindo energia dentro do limite do VR.

Pagamentos decorrentes de subcontratação

	Se PLD for MENOR que VR	Se PLD for MAIOR que VR
	PLD VR	PLD VR
Aplicação de Penalidade - ANEEL	$-(VR - PLD) * Q$	
Compra no Mercado de Curto Prazo	$- PLD * Q$	$- PLD * Q$
Repasse às tarifas	$+ PLD * Q$	$+ VR * Q$
Impacto Total da Subcontratação	$-(VR - PLD) * Q$	$-(PLD - VR) * Q$
Q = quantidade de energia não contratada		

Figura 5.2

Para quantificar a mitigação dos riscos financeiros associados à alteração da aplicação de penalidades por subcontratação, foi feita uma comparação dos custos de compra de energia elétrica não repassados para o ano de 2009, considerando a aplicação de penalidades atual e proposta. O Gráfico 5.15 mostra os valores esperados e o VAR a 95% dos custos não repassados.

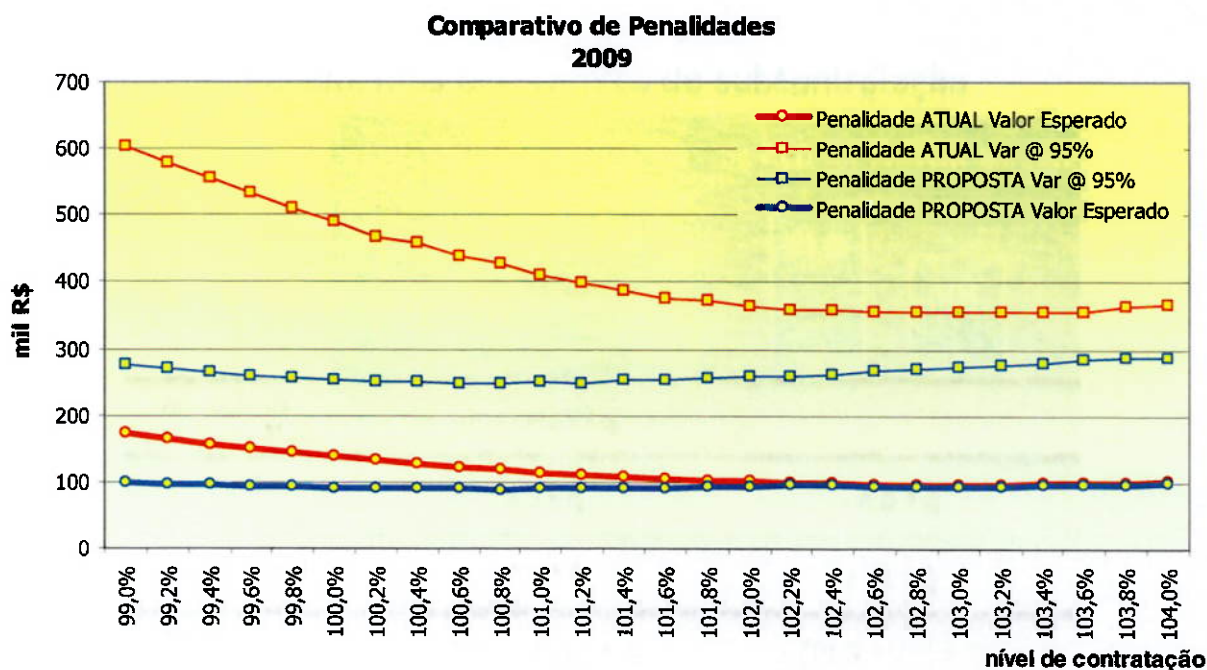


Gráfico 5.15

Pela análise gráfica observa-se que os valores dos custos relativos às penalidades ficam bastante reduzidos. Como exemplo, considerando-se o nível de contratação de 100%, o valor esperado dos custos não repassados passa de R\$ 138 milhões para R\$ 92 milhões com a proposta de aplicação de penalidades por subcontratação, representando uma redução significativa no valor esperado destes custos. Contudo, o VAR a 95% passa de R\$ 489 milhões para R\$ 253 milhões, representando uma diferença de R\$ 236 milhões no valor em risco a 95% de probabilidade, ou seja, reduz em 48% o VAR a 95%, caracterizando uma importante redução da exposição ao risco de custos não repassados da empresa.

6 RECOMENDAÇÕES E CONCLUSÃO

A contratação de energia elétrica pelas empresas distribuidoras passa a requerer uma nova especialização por parte dos técnicos do setor, já que foi introduzida uma alocação maior de risco ao negócio de distribuição. Além da maior precisão nas projeções de crescimento do consumo de energia elétrica, em sua área de concessão, novas técnicas de análise de risco, já adotadas em outros países e mercados, têm sido implantadas nas empresas brasileiras de energia.

A nova regulamentação do Setor Elétrico prevê uma série de regras para a contratação de energia elétrica, tais como: contratação com antecedência de até 5 (cinco) anos, limites de volumes para aquisição em leilões, penalidades por subcontratação e repasse dos custos às tarifas dos consumidores finais, conforme descritos no Capítulo 4.

Qualquer metodologia de análise de riscos apresenta possíveis decisões a serem tomadas na contratação de energia elétrica com base em probabilidades de ocorrência de determinados cenários de mercado e de preços. Mesmo uma modelagem de otimização, como apresentada no Capítulo 5, indica o nível de contratação que apresenta a menor perda em termos probabilísticos, o que não garante a eliminação do risco de perdas financeiras, mas sua possível mitigação.

Conforme foi abordado no presente trabalho, os principais riscos na contratação de energia elétrica por parte de uma empresa distribuidora estão relacionados aos preços e volumes dos contratos e, neste contexto, as simulações apresentadas no Capítulo 5 indicam algumas das variáveis que podem mitigar tais riscos de forma mais eficaz. Para estas variáveis o trabalho propõe recomendações

para o aperfeiçoamento dos instrumentos de mitigação de riscos existentes na regulamentação do Novo Modelo, para possibilitar um melhor gerenciamento destes riscos, embora os instrumentos de mitigação dos riscos de volume e de preço sejam satisfatórios em condições estáveis de crescimento da economia e de oferta de energia elétrica.

6.1 PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DOS RISCOS DE VOLUME

De todos os instrumentos de ajustes dos volumes contratados, a contratação de energia em "A - 1" é a que apresenta maior flexibilidade para as empresas de distribuição. Porém, a partir de 2009, esta contratação em "A - 1" está limitada aos montantes de reposição, podendo exceder tais montantes em até 5%. É importante destacar que estes montantes de reposição estão relacionados à quantidade vigente ao término dos contratos, descontadas as reduções que tiverem ocorrido, a critério exclusivo da distribuidora, em razão do exercício pelos consumidores potencialmente livres da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor, de outras variações de mercado, hipótese na qual poderá haver, em cada ano, redução de até 4% do montante inicial contratado e de acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos celebrados até 16 de março de 2004.

Como os montantes de reposição poderão sofrer significativas reduções ao longo do período de vigência do CCEAR, a flexibilidade, na aquisição de energia em "A - 1" pode ser um importante mitigador do risco de volume e, conseqüentemente, de custos não repassados, desde que exista a possibilidade de compra de energia adicional aos montantes de reposição, e não limitada a apenas 1% da carga

verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade da distribuidora, conforme determina o Decreto nº 5.163/04, mas em percentual superior, conforme permite a Lei nº 10.848/04, que é de 5%.

Com a possibilidade de contratação de energia elétrica nos leilões em "A - 1", independente da compra do montante de reposição e com volume limitado a 2% da carga verificada no ano anterior ao da declaração de necessidade da distribuidora, os riscos financeiros das empresas distribuidoras poderiam ser fortemente mitigados nas situações de subcontratação.

Assim, a introdução da possibilidade de compra de energia, nos leilões de "A - 1", nas condições propostas, é recomendável por ser um instrumento eficaz de mitigação de risco de volume para as distribuidoras, além de ser totalmente compatível com os princípios básicos que norteiam o Novo Modelo do Setor Elétrico, uma vez que estes contratos podem ter duração de 5 a 15 anos, não caracterizando uma contratação de curto prazo. Naturalmente, esta maior flexibilidade na contratação somente terá eficácia se houver oferta de energia elétrica no SIN.

6.2 PROPOSTA PARA MITIGAÇÃO DOS RISCOS DE PREÇOS

Sob a ótica dos riscos de preço, a penalidade aplicada às distribuidoras, na condição de subcontratação, é muito elevada, trazendo riscos financeiros elevados e até insuportáveis em determinadas situações, pela forma como foi constituída.

Esta penalidade por subcontratação, conforme descrita no Capítulo 4, é composta por duas parcelas, sendo a primeira constituída pelo pagamento da quantidade de energia elétrica não contratada, multiplicada pelo maior valor entre o

PLD e o VR, e a segunda, dada pela limitação, pelo menor valor entre o PLD e o VR, do repasse dos custos da compra de energia elétrica no mercado de curto prazo.

Caso o PLD seja menor que o VR, a penalidade resultante é dada pelo volume não coberto por contratos, multiplicado pelo VR.

Porém, caso o PLD seja maior que o VR, haverá dupla penalidade, pois, além do pagamento do volume não coberto por contratos, multiplicado pelo PLD, não haverá o repasse tarifário do volume não coberto por contratos, multiplicado pela diferença entre o PLD e o VR, o que caracterizaria duplo pagamento deste segundo valor.

Como recomendação, para o aperfeiçoamento das regras de penalidades por subcontratação, propõe-se que a penalidade aplicada seja exclusivamente composta pelo pagamento da quantidade de energia adquirida no mercado de curto prazo, multiplicada pela diferença entre o PLD e o VR, quando o PLD for menor que o VR. A Figura 6.1 mostra um comparativo da aplicação de penalidades atual e proposta.

Desta forma, parte dos riscos de preços, associada à contratação de energia elétrica, seria mitigada, não expondo demasiadamente as distribuidoras à alta volatilidade do PLD.

Penalidades decorrentes de subcontratação

Atual

Proposta

Pagamentos decorrentes de subcontratação			Pagamentos decorrentes de subcontratação		
	Se PLD for MENOR que VR	Se PLD for MAIOR que VR		Se PLD for MENOR que VR	Se PLD for MAIOR que VR
					
Aplicação de Penalidade - ANEEL	$-VR * Q$	$-PLD * Q$	Aplicação de Penalidade - ANEEL	$-(VR - PLD) * Q$	
Compra no Mercado de Curto Prazo	$-PLD * Q$	$-PLD * Q$	Compra no Mercado de Curto Prazo	$-PLD * Q$	$-PLD * Q$
Repasse da Compra às tarifas	$+PLD * Q$	$+VR * Q$	Repasse às tarifas	$+PLD * Q$	$+VR * Q$
Impacto Total da Subcontratação	$-VR * Q$	$-PLD * Q + (VR - PLD) * Q$	Impacto Total da Subcontratação	$-(VR - PLD) * Q$	$-(PLD - VR) * Q$
Q = quantidade de energia não contratada			Q = quantidade de energia não contratada		

Figura 6.1

6.3 CONCLUSÕES

Finalmente, este trabalho apresenta, de forma objetiva, duas recomendações para possibilitar maior gerenciamento dos riscos de preço e volume alocados às distribuidoras no Novo Modelo do Setor que podem, de forma simples, ser implementadas sem ferir os princípios básicos da atração de investimentos para a expansão da geração de energia elétrica no país, preservando a natureza dos serviços públicos das empresas de distribuição e sua saúde financeira, para sustentar a capacidade de pagamentos dos contratos de energia elétrica.

Lista de Siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDE	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAEEB	Companhia Auxiliar de Empresas Elétricas
CC	Contratos de Conexão
CCC	Conta de Consumo de Combustível
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGCE	Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidrelétrica de São Francisco
CME	Custo Marginal de Expansão
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNAEE	Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica
CNOS	Centro Nacional de Operação do Sistema
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CODI	Comitê de Distribuição
CPL	Consumidores potencialmente livres
CPST	Contratos de Prestação de Serviço de Transmissão
CRC	Conta de Resultados a Compensar

CSA	Contratos de Serviços Ancilares
CUST	Contratos de Uso do Sistema de Transmissão
CVA	Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A"
CVM	Comissão de Valores Mobiliários
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DRA	Data de Referência Anterior
ELETROBRÁS	Centrais Elétricas Brasileiras S.A
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
GCOI	Grupo Coordenador para Operação Interligada
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
GWh	Giga Watts hora
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IGP-M	Índice Geral de Preços de Mercado
IRT	Índice de Reajuste Tarifário
LI	Licença de Instalação
LIR	Limite Inferior de Recontratação
LO	Licença de Operação
LP	Licença Prévia
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema

PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PMO	Programa Mensal de Operação
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
PT	Partido dos Trabalhadores
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação de Remuneração
ReSEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
RTE	Recomposição Tarifária Extraordinária
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
UBP	Uso do Bem Público
UHE	Usina Hidro Elétrica
VAR	Value at Risk
VR	Valor Anual de Referência
VRE	Valor de Referência da Energia Existente

Referências

Jabur, Maria Ângela. Racionamento: do susto à consciência. São Paulo: Terra das Artes Editora, 2001.

Jorion, Philippe. Value at Risk: a nova fonte de referência par a gestão do risco financeiro. Tradução de Thierry Barbe. Edição 2ª. São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 2003.

Porter, Michael. Vantagem Competitiva: criando e sustentando um desempenho superior. Tradução de Elizabeth Maria de Pinho Braga. Edição 25ª. Rio de Janeiro: Campus, 1989.

Porter, Michael. Estratégia Competitiva: técnicas para análise de indústrias e da concorrência. Tradução de Elizabeth Maria de Pinho Braga, COPPEAD/UFRJ. Edição 16ª. Rio de Janeiro: Campus, 2004.

Silva, Ana Lúcia Rodrigues da. Monografia Fácil: ferramentas e exercícios. São Paulo: DVS Editora, 2004.

Copeland, Tom; Antikarov, Vladimir. Opções Reais: um novo paradigma para reinventar a avaliação de investimentos. Tradução de Maria José Cyhlar Monteiro, UFRJ. Edição 1ª. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

Fiani, Ronaldo. Teoria dos Jogos: para cursos de administração e economia. 3ª tiragem. Rio de Janeiro: Elsevier, 2004.

Klemperer, Paul. Auctions: theory and practice. Estados Unidos da América: Princeton University Press, 2004.

Eydeland, Alexander; Wolyniec, Krzysztof. Energy and Power Risk Management: new developments in modeling, pricing, and hedging. Estados Unidos da América: John Wiley & Sons, 2003.

Pilipovic, Dragana. Energy Risk: valuing and managing energy derivatives. Estados Unidos da América: McGraw-Hill, 1998.

Bernstein, Peter L.. Desafio aos Deuses: a fascinante história do risco. Tradução de Ivo Korytowski. Edição 13ª. Rio de Janeiro: Elsevier, 1997.

Crouhy, Michel; Galai, Dan; Mark, Robert. Gerenciamento de Risco: abordagem conceitual e prática: uma visão integrada dos riscos de crédito, operacional e de mercado. Tradução de Carlos Henrique Trieschmann e Luiz Frazão Filho. Rio de Janeiro: Qualitymark: São Paulo: SERASA, 2004.

Ministério de Minas e Energia (MME). Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico. Brasília: Imprensa Oficial, 2003.

Ministério de Minas e Energia (MME). Cartilha Novo Modelo do Setor Elétrico. Brasília: Imprensa Oficial, 2003.

Roussef, Dilma. Os principais pontos do Novo Modelo. Revista Brasil Energia, Rio de Janeiro, 278, p. 77, 2004.

Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.

Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004.

Sites da internet

Centro de Pesquisa e Documentação de História Contemporânea do Brasil (FGV).

Pesquisa Amforp. Disponível em:

<http://www.cpdoc.fgv.br/dhbb/verbetes_htm/2412_10.asp>.

Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Disponível em:

<<http://www.aneel.gov.br>>.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Disponível em:

<<http://www.ons.com.br>>.

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES). Disponível em:

<<http://www.bndes.gov.br>>.

Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industrialis de Energia (ABRACE).

Disponível em: <<http://www.abrace.org.br>>.

TRADENER Comercialização de Energia (TRADENER). Disponível em:

<<http://www.tradener.com.br/>>.

Presidência da República (PLANALTO). Disponível em:

<<https://www.planalto.gov.br/> sala medidas provisórias>.

Duke Energy. Disponível em:

<<http://www.duke-energy.com.br/PT/servicos>>.

Central Elétrica Brasileira (ELETROBRÁS). Disponível em:

<<http://www.eletrobras.gov.br>>.

Banco Regional de Desenvolvimento do Extremo Sul (BRDE). Disponível em:

<<http://www.brde.com.br>>.

Canal Energia (CanalEnergia). Disponível em: <<http://www.canalenergia.com.br>>.

Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD). Disponível em:

<<http://www.pnud.org.br>>.

Ministério de Minas e Energia (MME). Disponível em:

<<http://www.mme.gov.br/site/menu> diversas salas>.

Partido dos Trabalhadores (PT). Disponível em:

<<http://www.pt.org.br>/ Projeto Energia Elétrica.

Associação Brasileira de Distribuição de Energia Elétrica (ABRADEE). Disponível em:

<<http://abradee.org.br>/ diversas salas.

Allergan. Disponível em: <<http://www.allergan.com.br>>.

Ministério do Meio Ambiente, dos Recursos Hídricos e da Amazônia Legal. Disponível em: <http://www.mma.gov.br>.