

CAROLINA RIBEIRO COELHO

**ENERGIA ELÉTRICA:
CONTRATOS E GESTÃO DE RISCOS**

**São Paulo
2011**

Inspere – LL.M. em Direito dos Contratos

CAROLINA RIBEIRO COELHO

**ENERGIA ELÉTRICA:
CONTRATOS E GESTÃO DE RISCOS**

Orientador: José Virgílio Lopes Enei

Monografia apresentada ao Inspere como
requisito parcial para a obtenção do título de
especialista em LL.M. em Direito dos Contratos

**São Paulo
2011**

CAROLINA RIBEIRO COLEHO

**ENERGIA ELÉTRICA:
CONTRATOS E GESTÃO DE RISCOS**

Orientador: José Virgílio Lopes Enei

Monografia apresentada ao Insper como
requisito parcial para a obtenção do título de
especialista em LL.M. em Direito dos Contratos

Aprovada em: _____/2011.

Banca Examinadora

Prof. José Virgílio Lopes Enei
Orientador

Prof.

Prof.

Sumário

RESUMO	3
ABSTRACT	4
LISTA DE FIGURAS.....	5
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	6
INTRODUÇÃO	8
CAPÍTULO I - DELIMITANDO O OBJETO DE ESTUDO: A ENERGIA ELÉTRICA E O DIREITO DE ENERGIA. 12	
CAPÍTULO II - A ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: HISTÓRICO E REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	22
II.1) Das primeiras tentativas de regulamentação até a crise energética de 2001.....	22
II.2) Novo Modelo do Setor Energético.....	35
CAPÍTULO III – PRINCIPAIS ATORES DO SETOR ELÉTRICO	43
III.1) CNPE.....	43
III.2) MME.....	44
III.3) ANEEL.....	44
III.4) CMSE	45
III.5) EPE.....	46
III.6) ONS.....	46
III.7) CCEE	49
III.8) Agentes de Geração	56
III.9) Concessionárias de transmissão e de distribuição	58
III.10) Consumidores	61
III.11) Comercializadoras de energia.....	64
III.12) Importadores e Exportadores.....	66
CAPÍTULO IV - CONTRATOS DE ENERGIA NO NOVO MODELO: DIRIGISMO CONTRATUAL	67
CAPÍTULO V - CONTRATOS DE ENERGIA NO NOVO MODELO: PRINCIPAIS MODALIDADES	76
V.1) Contratos de Concessão, Atos de Permissão e Autorização.....	80
V.2) Contratos Iniciais	82
V.3) CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão	85
V.4) ACORDO COPERATIVO	88
V.5) CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão.....	90
V.6) CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão	93
V.7) CCD – Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição.....	95
V.8) CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição	96

V.9) CCG – Contrato de Constituição de Garantia	96
V.10) CPSA – Contrato de Prestação de Serviços Ancilares	97
V.11) CER e CONUER – Contrato de Energia de Reserva e Contrato de Uso de Energia de Reserva	100
CAPÍTULO VI – CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA	103
VI.1) Considerações Gerais.....	103
VI.2) CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado	109
VI.3) CLA – Contrato de Leilão de Ajuste.....	117
VI.4) CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia	118
VI.5) CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada.....	124
CAPÍTULO VII - GESTÃO DE RISCOS NOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA	128
VII.1) Considerações Gerais.....	128
VII.2) Riscos da Comercialização de Energia no Setor Elétrico Pátrio.....	130
VII.2.1) Riscos de Mercado.....	133
VII.2.2) Riscos Técnicos e Climáticos	135
VII.2.3) Riscos Econômico-Financeiros.....	136
VII.2.4) Riscos Jurídicos e Institucionais	137
VII.3) Gestão e Mitigação dos Riscos	139
VII.3.1) Mecanismos Contratuais	139
VII.3.2) Mecanismos Institucionais	142
VII.3.3) Mecanismos Comerciais e Estratégicos.....	143
VII.3.4) Mecanismos Econômicos e Financeiros	146
VII.3.5) Mecanismo de Mercado	149
CONCLUSÃO	152
BIBLIOGRAFIA.....	157

RESUMO

COELHO, Carolina Ribeiro. **Energia Elétrica: Contratos e Gestão de Risco**. 2011. Monografia (LL.M.) – Insper Instituto de Ensino e Pesquisa, São Paulo, 2011.

Ao longo dos anos, o setor elétrico brasileiro sofreu diversas alterações, passando especialmente por duas reformulações, na década de 90 e início do século XXI, que culminaram em amplo processo de criação legislativa e de órgãos do setor. Tais alterações mudaram de modo substancial o mecanismo de compra e venda de energia, que passou a ocorrer em dois ambientes de contratação, o livre e o regulado, por meio da celebração de diversos instrumentos contratuais, com os riscos inerentes a cada contratação. É nesse contexto que o presente trabalho se insere, tendo por objetivo uma análise dos negócios de energia sob o ponto de vista do direito de energia elétrica. Nesse sentido, esse trabalho aponta as principais modalidades contratuais firmadas pelos agentes do setor elétrico brasileiro e descreve os principais riscos inerentes às contratações que envolvem o bem energia elétrica. Por fim, esse trabalho ainda reporta e sugere determinados mecanismos de gestão e mitigação desses riscos, apontando para uma solução de mercado ligada à criação de uma bolsa de energia, tal como ocorreu em demais países.

Palavras-chave: energia elétrica; contratos; riscos.

ABSTRACT

COELHO, Carolina Ribeiro. **Electricity: Contracts and Risk Management**. 2011. Dissertation (LL.M.) – Insper Instituto de Ensino e Pesquisa, São Paulo, 2011.

Over the years, Brazilian electric sector has undergone several changes, especially by two reformulations, in the 90's and early twenty-first century, culminating in a broad process of creating laws and sector agencies. These modifications changed substantially the mechanism of buying and selling energy, which started to occur in two different contracting environments, free and governed, through the conclusion of various contractual arrangements with the inherent risks of each contract. This study is within this context, and its objective is to analyze the energy business from the point of view of electricity law. Thus, this study highlights the main types of contracts signed by agents of the Brazilian electric sector and describes the principal risks inherent in contracts that involve electricity. Finally, this work also suggests certain reports and mechanisms for managing and mitigating these risks, pointing to a market solution linked to the creation of a power exchange, as occurred in other countries.

Keywords: electricity; contracts; risks.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Processos básicos do negócio de energia elétrica

Figura 2 – Evolução legal do setor elétrico brasileiro

Figura 3 – Campos de atuação do Poder Concedente e da ANEEL

Figura 4 – Estrutura do setor elétrico no Novo Modelo

Figura 5 – Comparação dos modelos do setor elétrico brasileiro

Figura 6 – Sistema Integrado Nacional

Figura 7 - Esquema de funcionamento do mercado de eletricidade

Figura 8 - Organograma da CCEE

Figura 9 – Consumidor Livre

Figura 10 – As atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização e os ambientes regulado e livre

Figura 11 – ACR e ACL

Figura 12 – Contratos do Setor Elétrico

Figura 13 – Contratos firmados em cada processo do negócio de energia elétrica

Figura 14 – Contratos Iniciais

Figura 15 – Descontratação da energia dos Contratos Iniciais

Figura 16 – Compra e Venda de Energia

Figura 17 – Matriz Comparativa: Consumidor Cativo x Consumidor Livre

Figura 18 – Contratação no ACR e no ACL

Figura 19 – Leilões do ACR

Figura 20 – Mercado *Spot*

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

AMFORP – American and Foreign Power Company

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

CCEAL – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Livre

CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente de Contratação Regulado

CCD – Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada

CER – Contrato de Energia de Reserva

CCG – Contrato de Constituição de Garantia

CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica

CESP – Companhia Energética de São Paulo

CLA – Contrato de Leilão de Ajuste

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CONUER – Contrato de Uso de Energia de Reserva

CPSA – Contrato de Prestação de Serviços Ancilares

CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

CTEEP – Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

DNAE – Departamento Nacional de Águas e Energia

ELETRORAS – Centrais Elétricas Brasileiras S/A

ELETROSUL – Eletrosul Centrais Elétricas S/A

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

ESS – Encargos de Serviços do Sistema

GW – GigaWatt

GW/h – GigaWatt/hora

LIGHT - São Paulo Tramway, Light and Power Company

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MCSD – Mecanismo de Compensação de Sobras e Débits

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

MW – MegaWatt

MW/h – MegaWatt/hora

ONS – Operador Nacional do Sistema

PCH – Pequena Central Hidrelétrica

PIE – Produtor Independente de Energia

PLD – Preço de Liquidação de Diferenças

RE-SEB – Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

SCL – Sistema de Contabilização e Liquidação

SIN – Sistema Interligado Nacional

TSA – Tarifa de Serviços Ancilares

INTRODUÇÃO

Na década de 50, em razão do acelerado desenvolvimento do parque industrial brasileiro, segmentado, ainda, em empresas privadas de atuação local, incapazes ou desinteressadas em mobilizar recursos necessários à expansão da oferta de energia elétrica, o setor elétrico passou a exibir acentuada redução de qualidade de seus serviços, com freqüentes e crescentes interrupções e cortes de energia. Por conta disso, o governo passou a intervir diretamente no sistema, elaborando o primeiro Plano de Eletrificação nacional.

Ocorre que o modelo implementado, calcado na intervenção do Estado, foi aos poucos se esgotando. O reordenamento da economia mundial, a partir da década de 80, apenas agravou o quadro, fazendo revelar a escassez de recursos do setor elétrico e o comprometimento das receitas, gerando um forte questionamento social.

Foi nessa época que teve início o projeto de reforma do setor conhecido por RE-SEB. Pautado em um estudo técnico, o governo fez promulgar diversas leis que alteraram o panorama do setor, introduzindo profundas mudanças, especialmente quanto ao livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição e à possibilidade de grandes consumidores escolherem seus fornecedores de energia elétrica.

Uma crise de racionamento de energia no ano 2001, porém, fez com que a sociedade se movesse por novas mudanças. Foi quando adveio a Lei do denominado Novo Modelo do setor energético, alterando substancialmente as regras de comercialização de energia elétrica no país, aprofundando a transferência de funções outrora públicas ao setor privado.

Todas as mudanças do setor, sem sombra de dúvida, alteraram de maneira significativa os mecanismos de contratação de energia, passando a exigir cada vez mais dos agentes do setor um conhecimento acerca das normas legais aplicáveis, dos instrumentos negociais permitidos para negociação de energia e dos riscos e mecanismos de mitigação relacionados ao setor.

E é justamente nesse contexto que o presente trabalho se insere, tendo por objetivo analisar os principais contratos firmados no setor elétrico, os riscos típicos das transações de energia elétrica e os possíveis mecanismos de gestão e mitigação desses riscos.

A idéia é demonstrar que com amplo conhecimento de mercado e dos instrumentos jurídicos que lhe são peculiares, os agentes do setor podem fazer bons negócios relacionados à energia elétrica, notadamente se o mercado nacional evoluir tanto quanto em outros países do mundo, onde já existem, inclusive, bolsas para comercialização de energia.

Para tanto, este trabalho está dividido em sete capítulos, seguidos de uma conclusão. O objetivo do primeiro capítulo é explicar a importância do bem *energia elétrica* às atividades e relações sociais hodiernas, explorando suas peculiaridades e os processos básicos de geração, transmissão, distribuição e comercialização que permitem seu uso pelos mais diversos tipos de consumidores. Ainda no capítulo inicial, pretende-se contextualizar os negócios que envolvem energia elétrica dentro do Direito.

No segundo capítulo serão trazidas algumas considerações sobre a evolução da regulamentação do setor elétrico brasileiro, iniciando com os primeiros usos da eletricidade, ainda no período imperial, passando pela era Vargas e pelos governos de Fernando Henrique

Cardoso e Luiz Inácio Lula da Silva. Também serão abordadas as duas grandes reformulações do setor elétrico brasileiro, que culminaram no projeto RE-SEB e no Novo Modelo do setor elétrico pátrio.

No capítulo subsequente, este trabalho indicará dos principais agentes do setor elétrico atual, como o Operador Nacional do Sistema - ONS, a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a Câmara de Comercialização de Energia – CCEE, os agentes de geração, de transmissão, de distribuição, os consumidores e os comercializadores. Além disso, serão apontadas as principais funções e atribuições de cada um desses agentes.

A seguir, no quarto capítulo, serão abordados os impactos contratuais impostos pelos novos mecanismos de contratação de energia, focando-se especialmente no dirigismo contratual que rege as relações dos agentes do setor elétrico brasileiro.

No quinto capítulo, a abordagem temática estará centrada no estudo das principais modalidades contratuais existentes no Novo Modelo do setor elétrico, seu objeto e finalidade, suas particularidades, procedendo-se ainda à análise de suas principais cláusulas.

Ainda no sexto capítulo pretende-se analisar modalidades contratuais relacionadas à energia elétrica, mas desta vez limitando-se o estudo apenas aos contratos de compra e venda de energia elétrica firmados no ambiente de contratação regulada – ACR, e também no ambiente de contratação livre – ACL. Do mesmo modo como no capítulo anterior, serão analisadas as principais cláusulas de referidos instrumentos contratuais, extraindo-se delas sua finalidade primordial.

No sétimo e último capítulo, serão analisados e indicados os principais riscos que podem afetar os negócios de energia elétrica, bem como seu impacto a cada um dos contratantes e, posteriormente, alguns mecanismos de gestão e mitigação desses riscos serão sugeridos e explicados.

Na conclusão, serão sintetizadas as questões levantadas no decorrer do trabalho e dos estudos realizados sobre o tema, comprovando-se, especialmente aos atores do setor, a necessidade de correto e amplo entendimento da legislação, dos instrumentos contratuais, dos impactos e riscos relacionados às transações de energia elétrica para que bons negócios sejam celebrados.

Por fim, cumpre ressaltar que o objetivo deste trabalho não é, nem de longe, o de esgotar o estudo de matéria tão vasta e complexa como o direito de energia elétrica e suas especificidades contratuais, mas apenas analisar os principais aspectos que envolvem o tema.

CAPÍTULO I - DELIMITANDO O OBJETO DE ESTUDO: A ENERGIA

ELÉTRICA E O DIREITO DE ENERGIA

Na física, *energia* pode ser definida como a capacidade que um sistema físico possui de realizar *trabalho*, que é definido, por sua vez, como o produto de uma força pela distância ao longo da qual ela age¹. Energia, assim, é a grandeza física que expressa a capacidade de realizar trabalho, ou o poder de mover as coisas, seja ele potencial ou real.

A eletricidade, por sua vez, pode ser conceituada como o fenômeno físico de movimentação de elétrons². Elétrons só passam a conduzir eletricidade se submetidos a uma tensão elétrica, que os ordena em um mesmo sentido.

Assim, da junção dos conceitos de energia e eletricidade, exsurge a idéia de energia elétrica: capacidade de trabalho de uma corrente elétrica. Como bem resumiu CLEVER M. CAMPOS:

“Energia é a grandeza física que expressa a capacidade de realizar trabalho, cuja unidade é o Watt (W), equivalente a um Joule/segundo. Energia elétrica é a capacidade de realização de um trabalho utilizando eletricidade. Eletricidade é o fenômeno físico de movimentação de elétrons (corrente) obtido em um condutor (fio), quando submetida a uma tensão”.

¹ Sobre os conceitos de *física* e *trabalho*, vide: SAMPAIO, José Luiz e CALÇADA, Caio Sergio. “Física: Volume único”, 3ª Ed, São Paulo: 2008.

² Extraído de <http://www.sobrefisica.hpg.ig.com.br/eletricidade.htm>. Acesso em 10.12.2010.

Como toda energia, a energia elétrica é a propriedade de um sistema elétrico que permite a realização de um trabalho, e pode ser obtida de várias formas, a partir de conversões energéticas de fontes diversas (hidráulica, térmica, solar, eólica, etc.). As conversões energéticas que culminam na produção de energia elétrica são realizadas por geradores, que são máquinas acionadas por algum tipo de motor ou turbina. Entre as usinas termelétricas, os geradores são comumente acionados por turbinas a vapor ou a gás, e as usinas hidrelétricas têm seus geradores acionados por turbinas hidráulicas.

Como sabido, a energia elétrica produzida nas usinas precisa chegar aos consumidores finais. Para isso, as usinas utilizam redes de linhas de transmissão e subestações, que constituem sistemas interligados, disponibilizando para a rede o total de suas capacidades. Esta rede é de âmbito nacional (o “Sistema Interligado Nacional” ou “SIN”) e leva energia a todos os consumidores. Muitos deles são supridos por meio de redes de distribuição alimentadas por subestações ligadas ao sistema de transmissão, e outros, demandantes de grandes quantidades de energia, são diretamente ligados à rede de transmissão.

Como a corrente elétrica somente pode ser observada por meio de instrumentos de medição, não existe como se afirmar, sob o ponto de vista físico, que uma certa usina esteja suprimindo a carga de determinado consumidor. Nas palavras de GERALDO PEREIRA CALDAS, “isso só pode ser estabelecido por contrato, em que uma das partes, o agente gerador, convencionou que certo montante de energia de sua produção é destinada ao suprimento da outra parte, o consumidor ou uma concessionária”³, o

³ CALDAS, Geraldo Pereira. “Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica”, Curitiba: Juruá, 2001, p. 31.

que se efetiva por meio dos sistemas de transmissão e distribuição. Ainda sobre o assunto, referido autor faz interessante analogia:

“Fazendo uma analogia, é como se todos os produtores de um determinado cereal colocassem sua produção, no montante correspondente aos seus contratos, em grandes armazéns gerais, e os consumidores retirassem os montantes contratados, sem identificar de onde provêm os grãos. Nesta analogia, as centrais geradoras seriam os produtores, os armazéns gerais e os meios de transporte até eles corresponderiam ao sistema de transmissão e, finalmente, as redes de distribuição seriam como o comércio varejista.”⁴

Embora simplista, tal comparação permite que se vislumbre uma importante peculiaridade do sistema elétrico: a energia elétrica adquirida por um comprador não é necessariamente produzida e entregue pelo vendedor dessa mercadoria. O vendedor funciona muito mais como um intermediário, que busca dentro do SIN a quantidade de energia demandada pelo comprador.

Sobre o assunto, CECILIA VIDIGAL MONTEIRO DE BARROS acrescenta:

“A segunda característica da energia elétrica é ser um bem intrinsecamente homogêneo. O consumidor não consegue distinguir se os elétrons que oscilam nos fios de seu estabelecimento, escritório ou residência são gerados por uma central hidrelétrica e centenas de quilômetros, ou por uma usina termelétrica a carvão no seu município, ou por células fotovoltaicas no teto do edifício vizinho.

⁴ CALDAS, Geraldo Pereira. Ob. cit., p. 31.

Com as mudanças na regulação do segmento de distribuição, a escolha da fonte de energia seria feita através de contratos com o usuário final, que poderia optar entre as diferentes fontes de geração com a base no seu custo, disponibilidade, impactos ambientais, ou outros critérios, o que permitiria uma diferenciação do produto, **Note-se que a energia recebida por um determinado usuário não seria necessariamente da geradora com a qual contratou, pois a energia segue o caminho de menor resistência; no agregado**, porém, a opção dos usuários teria um efeito real, no sentido de que determinaria o total produzido por cada usina. Nesse aspecto, a energia elétrica é bastante propícia para ser transacionada em um mercado competitivo.

Por outro lado, não sendo possível distinguir os elétrons, torna-se mais difícil definir os direitos de propriedade e a responsabilidade por falhas no suprimento de energia ou pela queda na qualidade de energia." (destacou-se)⁵

Mas afora essa questão, existem, ainda, outras peculiaridades que tornam o mercado de energia elétrica único em sua compreensão e regulação.

Por exemplo, tem-se o fato de que a energia na forma elétrica não pode ser estocada. De fato, diferentemente do que ocorre com cereais, a energia elétrica não pode, por razões físicas, ser colocada em um armazém até que haja efetiva necessidade de sua utilização. Isso faz com que sua produção tenha de se processar na medida exata em que é solicitada pelos consumidores a cada instante. Sobre essa questão, CECILIA VIDIGAL MONTEIRO DE BARROS bem pontuou:

⁵ BARROS, Cecilia Vidigal Monteiro de. "Reestruturação do Setor Elétrico", Dissertação apresentada como requisito parcial do grau de Doutora pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo, São Paulo, p. 12.

“Sob o aspecto temporal, **a eletricidade tem que ser produzida e consumida ao mesmo tempo, isto é, ela é um bem não estocável ou um bem instantaneamente perecível.** Baterias conservam a eletricidade por algum tempo, mas, com a tecnologia existente, não é possível conservar eletricidade nas quantidades necessárias de modo econômico.

Veja que a eletricidade não pode ser rapidamente estocada, o fornecimento tem que ser continuamente ajustado à demanda variável. No limite, cada consumidor poderia ter um gerador, mas a capacidade de reserva requerida para atender a picos de demanda seria excessivamente cara, o mesmo ocorrendo quanto a uma pequena usina geradora ineficiente. Como consequência, inúmeros consumidores são abastecidos através de um sistema de distribuição.

Não havendo estoques, torna-se necessário um alto grau de coordenação para garantir o abastecimento a cada instante. Essa é uma das razões pelas quais o setor tem ser mantido verticalmente integrado. A característica de se tratar de bem não estocável é determinante na definição das normas operacionais do mercado para garantir o fornecimento de energia de forma confiável.” (destacou-se)⁶

Logo, existe uma preocupação relacionada ao potencial e à disponibilidade energética das usinas, essencial para que se atenda à demanda de energia solicitada pelo consumidor. Nessa linha, deve haver uma operação coordenada e eficiente dos geradores de energia elétrica para se evitar os riscos de racionamento. No caso do Brasil, e considerando

⁶ BARROS, Cecília Vidigal Monteiro de. Ob. cit. p. 15.

que 70% (setenta por cento) das usinas são hidrelétricas e, conseqüentemente, sofrem com as variações climáticas e de chuvas, essa preocupação é ainda maior.

Outra peculiaridade diz respeito à necessidade de existir sistemas de transmissão e distribuição adequados para o escoamento da produção de energia elétrica. Afinal, de nada adianta existir capacidade de geração se a energia elétrica produzida não puder chegar até os centros consumidores.

Nesse contexto, de um modo geral e consideradas as peculiaridades acima, pode-se dizer que existem três processos básicos e primordiais relacionadas ao suprimento de energia: geração, transmissão e distribuição:

Figura 1 – Processos básicos do negócio de energia elétrica

Fonte: Rede Inteligente



Some-se a esses processos, ainda, a comercialização de energia elétrica, introduzida no Brasil com a reforma do setor elétrico, que será adiante melhor explicada.

Em cada um desses processos, são diversas e distintas as relações jurídicas que se entabulam, ora de natureza administrativa, ora obrigacional ou de consumo. Esse complexo de relações, todas voltadas ao suprimento da necessidade humana moderna de uso da energia elétrica, fez surgir no direito um ramo próprio, dedicado ao estudo e regulamentação do bem energia elétrica e de sua repercussão nas relações sociais: o *direito de energia elétrica* ou *direito da eletricidade*.

Nas palavras de WALTER TOLENTINO ÁLVARES, o direito da eletricidade é “o ramo do direito que estuda e disciplina as relações jurídicas referentes à conversão da energia e sua utilização como corrente elétrica, com repercussão econômica”⁷.

O direito de energia elétrica, procura empregar uma técnica adequada no tratamento das relações que envolvem a energia elétrica já que “a técnica do Direito Comercial e do Direito Civil não poderá dar forma à matéria do Direito de Eletricidade, que construído sobre a noção de serviço exige necessariamente uma técnica adequada”⁸.

É, assim, o ramo do direito que estuda a energia elétrica e as relações jurídicas que se travam ao redor dela, no meio social, com efeitos econômicos, e que é influenciado por

⁷ ÁLVARES, Walter Tolentino. “Curso de direito da energia”, Rio de Janeiro: Forense, 1978, p. 35.

⁸ ÁLVARES, Walter Tolentino. Ob. cit., p. 44.

elementos de direito público e de direito privado, sendo verdadeiro ramo multidisciplinar, conquanto prevaleça a contribuição publicística.

CLOVIS ALBERTO VOLPE FILHO e MARIA AMÁLIA DE FIGUEIREDO PEREIRA ALVARENGA, contudo, defendem opinião divergente, da qual discordamos, definindo o direito de energia elétrica como um ramo do direito público apenas:

“É o ramo do Direito Público, mesmo apresentando-se aparentemente privado, que estuda e disciplina as relações jurídicas referentes à produção, transformação, distribuição e utilização de energia elétrica, bem como suas repercussões econômicas e sociais. Tanto os serviços de produção, como os serviços de distribuição, são considerados públicos, que não estão sob a égide da livre iniciativa. Com isso, embora possa ser prestado de forma indireta, o Poder Público continua sendo titular do serviço, enquanto que o ente particular atuará sobre seu crivo, respeitando preceitos de Direito Público. É óbvio que algumas relações que envolvem eletricidade estão delineadas pelo Direito Privado, mas nem por isso perde sua essência publicista.”⁹

Sem prejuízo dessa divergência, entretanto, especificamente em relação ao bem energia elétrica, pode-se dizer, do ponto de vista jurídico, tratar-se de um bem móvel, principal em si e acessório em relação ao seu sistema gerador/transmissor/distribuidor, que está dentro do comércio, além de ser divisível, fungível e consumível¹⁰.

⁹ VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. “Setor Elétrico”, Curitiba: Juruá, 2004, p. 19/20.

¹⁰ Sobre a classificação da energia elétrica, vide os comentários de CLEVER M. CAMPOS em “Curso básico de direito de energia elétrica”, Rio de Janeiro: Synergia, 2010, p. 10.

Realmente, e como ensina AGOSTINHO ALVIM, bens são as coisas materiais ou imateriais que têm valor econômico e que podem servir de objeto a uma relação jurídica¹¹. Em vista disso, inegável que a energia elétrica seja um bem jurídico, porquanto seja o mote de diversos negócios jurídicos e fornecida em contrapartida do pagamento de valores pelos consumidores.

O bem móvel, por sua vez, é aquele que, nos termos do artigo 82 do Código Civil, é suscetível de movimento, seja por força própria ou alheia, sem alteração da substância ou da destinação econômico-social. Mais especificamente em relação à energia, o diploma legal civil brasileiro disciplina, em seu artigo 83, inciso I, que “consideram-se móveis para os efeitos legais (...) as energias que tenham valor econômico”.

De outro lado, sob o ponto de vista comercial, a energia elétrica produzida nas usinas e consumida pelos consumidores é bem principal, enquanto a transmissão e a distribuição são serviços acessórios. Em outras palavras, a energia elétrica é considerada uma commodity, oferecida em um mercado competitivo, e a transmissão e a distribuição “são serviços públicos com características de monopólio natural”¹².

Entretanto, sob o ponto de vista físico, essa separação é impossível já que a energia elétrica não existiria caso não pudesse ser transmitida e distribuída. Daí porque autores defendem que “a energia elétrica deve ser tida como acessória em relação ao meio físico de geração/transmissão/distribuição, com base no fato de ser possível a

¹¹ *Apud* DINIZ, Maria Helena. “Curso de direito civil brasileiro”, 12 ed., São Paulo: Saraiva, 1996, v. 1, p. 187.

¹² CALDAS, Geraldo Pereira. *Ob. cit.*, p. 35.

existência do meio físico principal, sem a presença da energia elétrica acessória, v.g. circuito em aberto ou em manutenção, porém o inverso é impossível”¹³.

Ainda, a energia elétrica é considerada como bem fungível na medida em que pode ser substituída por outra da mesma espécie, qualidade e quantidade, determinável por medição. Ademais, é um bem naturalmente consumível, pois sua existência na forma elétrica termina com o primeiro uso, além de ser divisível, visto que tem como característica essencial a quantidade¹⁴.

Com relação à sua regulamentação, no Brasil, existem diversas normas que regulam a atuação de todos os envolvidos na geração, transmissão, distribuição, utilização e comercialização da energia elétrica. A evolução desse sistema normativo, dada a sua riqueza e complexidade, será detalhada no capítulo que se segue.

¹³ CAMPOS, Clever. “Curso básico de direito de energia elétrica”, Rio de Janeiro: Synergia, 2010, p. 10.

¹⁴ CALDAS, Geraldo Pereira. Ob. cit., p. 35.

CAPÍTULO II - A ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL: HISTÓRICO E REGULAMENTAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

II.1) Das primeiras tentativas de regulamentação até a crise energética de 2001

Surgida no período imperial, a energia elétrica foi trazida para o Brasil por iniciativa do então imperador Dom Pedro II, conhecido por sua intelectualidade e interesse por ciências e artes. Foi ele quem concedeu a Thomas Alva Edison o direito de introduzir no Brasil os aparelhos e processos necessários para geração de eletricidade.

Como narra MAGALHÃES, “em 1879, na Estação Central de Campos no Rio de Janeiro, foi feita a primeira experiência de iluminação elétrica no país”¹⁵. Quatro anos mais tarde, Campos se tornou a “primeira cidade da América do Sul com um serviço de iluminação pública”¹⁶.

Segundo WALTER TOLENTINO ÁLVARES, o primeiro texto da lei brasileira sobre energia elétrica foi o artigo 23 da Lei nº 1.145 de 31.12.1903, que autorizava o Governo Federal a promover administrativamente ou mediante concessão o aproveitamento da força hidráulica para os serviços federais, podendo ainda consentir no emprego do excedente na lavoura, indústria, ou outros fins¹⁷.

¹⁵ MAGALHÃES, G. “Força e Luz”, São Paulo: Unesp, 2000, p. 47.

¹⁶ MAGALHÃES, G. Ob. cit., p. 48.

¹⁷ ÁLVARES, Walter Tolentino. Ob. cit., p. 57.

No ano seguinte, o Decreto n. 5.407 criou regras para os contratos de concessão de aproveitamento hidrelétrico para transformação em energia elétrica aplicada a serviços federais. Embora tal decreto seja considerado “o embrião da legislação brasileira sobre energia elétrica”¹⁸, seus efeitos estavam reduzidos às atividades desenvolvidas em âmbito federal.

Naquela época, o Estado pouco interveio no desenvolvimento da indústria elétrica, notadamente porque suas atividades intervencionistas restringiam-se à defesa das atividades ligadas à exportação de produtos primários, notadamente o café. Assim, a intervenção do Estado na indústria da energia elétrica durante as três primeiras décadas do século XX resumiu-se a medidas isoladas na regulamentação do setor.

Por conta disso, empresas privadas, sobretudo internacionais, encontraram no Brasil um espaço para desenvolverem suas concessões, dominando por algumas décadas o mercado brasileiro. Cite-se, a título exemplificativo, o caso da canadense São Paulo Tramway, Light and Power Company (LIGHT) e da americana American and Foreign Power Company (AMFORP), que por muito tempo foram algumas das poucas empresas do setor.

Com o passar do tempo, porém, observou-se o fenômeno que transformou a energia elétrica no maior expoente do desenvolvimento econômico e do progresso no Brasil, bem como no resto do mundo, e em um dos principais alvos das políticas intervencionistas estatais.

Realmente, da fase inicial, onde os serviços públicos de energia elétrica no Brasil resumiam-se à implantação da iluminação pública e residencial e do transporte elétrico,

¹⁸ CALDAS, Geraldo Pereira. Ob. cit., p. 37.

saltou-se à utilização de energia elétrica em larga escala pelas indústrias. Era a Revolução de 1930, quando Getúlio Vargas foi conduzido ao poder e deu início ao processo de modernização da sociedade brasileira.

De fato, o governo de Getúlio Vargas foi marcado pela intervenção do Estado no domínio econômico e social, sendo certo que o reflexo dessa política intervencionista apareceu na Constituição de 1934, por meio da formalização do princípio da intervenção do Estado em atividades de importância para o interesse nacional.

Nessa linha, especificamente em relação à energia elétrica, o Decreto n. 20.395/31 fixou a União como poder concedente em matéria de energia, valendo citar que tal ato normativo suspendeu todos os atos de alienação, oneração, promessa ou começo de transferência de qualquer curso perene ou queda d'água.

Posteriormente, em 10.07.1934, foi promulgado o Código das Águas que, dentre outras medidas, incorporou ao patrimônio da nação, como propriedade inalienável e imprescritível, todas as fontes de energia hidráulica existentes em águas públicas de uso comum e dominicais, ficando seu aproveitamento passível de concessão. Tal lei ainda conferiu ao Poder Público a possibilidade de controlar de modo mais rígido e rigoroso as concessionárias de energia elétrica.

Ocorre que, como explica GERALDO PEREIRA CALDAS:

“Durante o período constitucional de Vargas, as reações à política nacionalista do Governo impediram a aplicação do Código de Águas até o advento do Estado Novo, quando se

aprofundou a intervenção do Estado na vida social e econômica do país. Com a nova ordem política, o Estado passou a intervir diretamente nas atividades produtivas para suprir as deficiências da iniciativa privada. A Carta de 1937 proibia qualquer novo aproveitamento hidráulico por empresas estrangeiras, estabelecendo que as concessões só seriam atribuídas a brasileiros, em lugar simplesmente de empresas organizadas no Brasil, como previa a Constituição de 1934."¹⁹

A Constituição de 1946, embora tenha ratificado a ação intervencionista do Estado que caracterizou o período de 1930 a 1945, acabou por abandonar o princípio da nacionalização progressiva das jazidas minerais e fontes de energia elétrica, muito provavelmente em função da crise energética que se aproximava.

Com efeito, na década de 50, em razão do acelerado desenvolvimento do parque industrial brasileiro, o setor elétrico passou a exibir acentuada redução de qualidade de seus serviços, com freqüentes e crescentes interrupções e cortes de energia. As empresas privadas, à época de atuação local, eram incapazes ou estavam desinteressadas na mobilização de recursos necessários à expansão da oferta de energia elétrica.

A crise no abastecimento de energia elétrica agravou-se no pós-guerra, levando o Estado a desenvolver um amplo programa de investimentos na geração e transmissão de energia elétrica, de modo a garantir o processo de industrialização. Nasceu, assim, em 1954, o Plano Nacional de Eletrificação, que além de criar o Fundo Nacional de Eletrificação, cujos recursos provinham do Imposto Único Sobre Energia Elétrica e de parte do Imposto de

¹⁹ CALDAS, Geraldo Pereira. Ob. cit., p. 41.

Consumo, previu a criação de diversas entidades que teriam por finalidade a coordenação e a regulação do setor.

Foi justamente nesse período que os governos federal e estaduais passaram a constituir suas próprias empresas de geração de energia elétrica sob a forma de economia mista, valendo citar os exemplos da Furnas Centrais Elétricas (FURNAS) e da Centrais Elétricas de Minas Gerais (CEMIG).

Foi ainda nessa época que foi criada a ELETROBRÁS, cujo propósito, além de funcionar como *holding* e assumir o papel de um banco, seria o de planejar, coordenar e supervisionar os programas de construção, ampliação e operação dos sistemas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.

Ainda deste período, o Decreto n. 41.019 de 26.02.1957, chamado Regulamento dos serviços de eletricidade, que consolidou a legislação vigente sobre os serviços de energia elétrica.

Nas palavras de GERALDO P. CALÇAS, “a constituição efetiva da ELETROBRÁS iniciou profundas alterações na estrutura do setor de energia elétrica. No período que vai de 1964 a 1981, o setor elétrico apresentou uma grande expansão de sua capacidade instalada, passando de 6.000 para 35.600 MW, promovida pelas empresas do grupo ELETROBRÁS e pelas concessionárias estaduais”²⁰.

²⁰ CALDAS, Geraldo Pereira. Ob. cit., p. 45.

No plano federal, o Ministério das Minas e Energia (“MME”) assumiu a definição das diretrizes do setor elétrico brasileiro, cujo cumprimento cabia à ELETROBRÁS. Ao Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE cumpria regular as concessões e também a desempenhar o papel de órgão normativo e fiscalizador.

Com a criação da usina binacional de Itaipu, a Lei nº 5.899 de 05.07.1973 introduziu duas inovações importantes: (i) as subsidiárias da ELETROBRÁS foram agrupadas em quatro empresas de âmbito regional, quais sejam, ELETROSUL, ELETRONORTE, CHESF e FURNAS; (ii) a criação dos Grupos Coordenadores para a Operação Interligada (GCOI)²¹, que tinham a função de coordenar, decidir ou encaminhar as providências necessárias ao uso racional das instalações geradoras e de transmissão, existentes e futuras, nos sistemas interligados das regiões Sudeste e Sul.

No período seguinte, até o ano de 1979, houve no Brasil um processo de estatização dos serviços essenciais. Segundo CLOVIS ALBERTO VOLPE FILHO e MARIA AMÁLIA DE FIGUEIREDO PEREIRA ALVARENGA, “o Governo Federal passou a considerar as questões energéticas como peças decisivas no contexto global da estratégia do desenvolvimento nacional”²².

A partir de 1981, porém, a crise econômica no país, deflagrada, dentre outras razões, pela crise do petróleo e grande endividamento externo, agravou-se. O progressivo esgotamento do modelo nacional calcado na ação do Estado chegou ao seu ápice. A partir desse momento, com a onda neoliberal iniciada na Inglaterra e nos Estados Unidos, surgiu um novo enfoque à prestação de serviços públicos.

²¹ Regulamentados pelo Decreto n. 73.102/1973.

²² VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. Ob. cit., p. 41.

Nessa linha, como bem observa GERALDO PEREIRA CALDAS, “a Constituição Federal de 1988 reflete, em certa medida e de forma ainda moderada, a mudança do panorama, quando no Título da Ordem Econômica e Financeira estabeleceu o princípio da livre iniciativa, incumbindo, porém, ao Estado o papel de normatizador, fiscalizador e regulador da atividade econômica”²³.

No setor elétrico, os efeitos da crise revelaram escassez de recursos próprios, reduzidas possibilidades de acesso a fontes de financiamento, comprometimento das receitas e crescente questionamento social. O setor elétrico encerrou a década de 80 com uma certeza: “a certeza de que algo teria que mudar, tanto pelo fato de estar ele fragilizado, como pelo fato de o mundo econômico, naquela época, estar tomando novos rumos”²⁴.

Influenciado pelo neoliberalismo, Fernando Collor, na década de 90, criou o Programa Nacional de Desestatização, que previa o afastamento do Estado dos serviços por ele prestados até então. Dentre esses serviços, estava o de energia elétrica, razão pela qual a ELETROBRÁS foi incluída no referido Programa, indicando a privatização das empresas de geração e distribuição de energia elétrica²⁵.

²³ CALDAS, Geraldo Pereira. Ob. cit., p. 50.

²⁴ VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. Ob. cit., p. 44.

²⁵ Nesse ponto, vale citar a crítica de Cecília Vidigal Monteiro de Barros: “A partir do momento em que o desenvolvimento tecnológico tornou sem sentido a afirmativa de que apenas o monopólio é eficiente, a privatização veio, e alguns países, como decorrência da busca de maior competitividade, e, portanto maior eficiência, e não como resultado direto de um ideário liberal. Pode-se afirmar que o denominador comum em todos os países, para a privatização, foi o esgotamento de determinado modelo de Estado. Entretanto, a privatização não pode ser vista como panacéia para todos os males do Estado. As alternativas apresentadas às formas tradicionais de Estado correm o risco de ignorar o papel de bem-estar social que cabe aos serviços públicos (ou deveria caber). Em razão da essencialidade dos serviços de energia elétrica para a coletividade, os prestadores privados não podem privilegiar uma lógica que responda muito mais aos interesses econômicos em detrimento dos interesses sociais.” (BARROS, Cecília Vidigal Monteiro de. Ob. cit., p. 47).

Ocorre que,

“com o impeachment de Fernando Collor, a opinião pública começou a indagar-se sobre o sistema por ele implantado, além do que, começaram a virar notícias empresas que participavam de subornos, com o fito de obter vantagens nas privatizações. O sucessor de Collor foi seu vice Itamar Franco, que assumiu o Governo deixando claro que era totalmente contra as privatizações do setor elétrico nacional. Assim, o processo de privatização do referido setor ficou parado até 1995, quando neste ano houve o leilão da Escelsa (Espírito Santo Centrais Elétricas S.A.), iniciando a fase neoliberal da energia elétrica. Nesta etapa, o Brasil já era comandado pelo Presidente Fernando Henrique Cardoso, que assumiu o Governo Federal com a nova moeda estabilizadora, o real. O real fez com que a inflação caísse e se estabilizasse, permitindo um maior crescimento econômico.”²⁶

Foi nessa época que, visando solucionar os problemas do setor elétrico, o governo, paralelamente à privatização de empresas do setor, encomendou à consultoria britânica Coopers & Lybrand uma proposta para a reestruturação do setor elétrico brasileiro.

O projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro (“RE-SEB”) foi o resultado do trabalho realizado pela Coopers & Lybrand²⁷, entre agosto de 1997 e junho de 1998, que buscou identificar as melhores fórmulas para transferir a responsabilidade pela operação e investimentos à iniciativa privada, concentrando no governo as funções políticas e de regulamentação do setor.

²⁶ VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. Ob. cit., p. 45/46.

²⁷ Em associação com as empresas Latham & Watkins, Main Engenharia, Engevix Engenharia e o escritório de advocacia Ulhôa Canto, Resende e Guerra.

O resultado desse trabalho, um relatório volumoso, procurou abranger o maior número possível de aspectos legais, estruturais, comerciais, jurídicos, regulamentares e institucionais, de modo a implementar a efetiva competição na indústria de energia elétrica, notadamente nos extremos da geração e do consumo. A idéia era de que agentes econômicos atuantes no mercado de energia fossem empresas privadas, que conviveriam com empresas públicas de forma conjunta²⁸. O *slogan* do RE-SEB era: “competição onde possível, regulação onde necessário”²⁹.

Assim, todas as recomendações da Coopers & Lybrand foram voltadas à estruturação de um novo modelo mercantil, cuja eficácia se baseava, especialmente, na **desverticalização** dos segmentos tradicionais da indústria de energia elétrica: geração, transmissão, distribuição, e de um novo segmento, a comercialização.

Com efeito, o que caracterizava o modelo anterior eram que as empresas atuavam de forma verticalizada nas funções de geração, transmissão e distribuição, com monopólio em suas áreas de atuação, com forte presença estatal. As empresas concessionárias federais eram responsáveis pela geração e pela transmissão de energia elétrica, enquanto as empresas concessionárias estaduais cuidavam da distribuição, atuando também, em certos casos, na geração e na transmissão.

²⁸ Nas palavras de Cecília Vidigal Monteiro de Barros, “A história do setor elétrico nos diversos países apresenta três tipos principais de soluções quanto à propriedade do capital: (i) o setor será inteiramente de propriedade do Estado e, assim, diretamente sujeito a controle político, com acesso a recursos estatais; ou (ii) será inteiramente privado, mas sujeito a regularização, implícita ou explicitamente; ou (iii) será um sistema misto, pelo qual o setor privado é implicitamente controlado pelo restante do sistema controlado pelo Estado”. (BARROS, Cecília Vidigal Monteiro de. Ob. cit. p. 71). A proposta da Coopers & Lybrand, assim, previa um *sistema misto* para o setor elétrico brasileiro.

²⁹ Sobre esse assunto, vide VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. Ob. cit., p. 46.

O novo modelo proposto, contudo, impunha que cada empresa atuasse apenas em um dos segmentos. Distinguiram-se os segmentos monopolistas (transmissão e distribuição) e não-monopolistas (geração e comercialização), o primeiro totalmente regulado e o segundo independente, variando conforme as regras e condições do mercado.

O foco central da proposta era a inserção de competição no segmento não-monopolista, relativo aos processos de geração e distribuição. A atividade de transmissão, seria regulamentada pelo poder concedente como serviço público. A distribuição, por sua vez, deveria contemplar dois mercados: um competitivo e outro com característica de monopólio natural, sendo o primeiro direcionado aos consumidores com liberdade de escolha e o segundo aos consumidores cativos que integram um mercado a ser explorado pelas empresas que detêm exclusividade em sua área de concessão, garantindo, porém, o livre acesso por parte dos geradores e dos consumidores com liberdade de escolha. O objetivo, portanto, seria o de garantir o livre acesso a todos os agentes, de forma não discriminatória, à rede.

Por outro lado, na proposta apresentada, a Coopers recomendava a criação, modificação e atualização de algumas instituições e agentes do setor com o intuito de garantir o funcionamento adequado e coordenado do setor elétrico, tornando-o auto-sustentável e com capacidade para se expandir, com qualidade e confiabilidade. Nessa linha, e de acordo com as sugestões do RE-SEB:

- O **Estado** deveria se manter no setor elétrico como um financiador e mitigador de riscos, sendo sua participação fundamental para garantir a continuidade da expansão da geração hidrelétrica e o desenvolvimento de programas de interesse público;

- Surgiria a figura do **Consumidor Livre** em contraponto à do **Consumidor Cativo**, sendo àquele permitido adquirir livremente a energia consumida. Assim, enquanto o consumidor cativo absorve incertezas e erros e acertos do planejamento centralizado de governo e da distribuidora, participando do rateio dos custos da diferença entre geração programada e realizada, o consumidor livre é responsável por gerir incertezas e por seus erros e acertos na decisão de contratação, tomando para si a tarefa de gerir suas compras de energia e os riscos associados.

- O **Mercado Atacadista de Energia (“MAE”)** deveria ser criado para o fim de possibilitar as transações livres de compra e venda de energia, em funcionamento similar ao de uma bolsa de valores;

- A **ELETROBRÁS** deveria atuar como Agente de Financiamento Setorial e *holding*, controlada pelo governo federal, com participação em Itaipu, Eletronuclear, Cepel, na rede federal de transmissão e em outras concessionárias;

- O **Operador Independente do Sistema** (atual **Operador Nacional do Sistema – “ONS”**) deveria ser instituído, com a missão de preservar a operação coordenada por meio do planejamento da transmissão e da operação, gerenciamento dos procedimentos de rede, cálculo do preço diário de equilíbrio de curto prazo, contabilização dos fluxos e liquidação de débitos e créditos não-contratados;

- A **Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”)** deveria centralizar seu papel na regulamentação e fiscalização do sistema, desligando-se das atividades operacionais e ligadas à distribuição e ao varejo aos governos estaduais;

- Recomendou-se que todas as empresas geradoras (os **Agentes de Geração**) fossem tratadas de forma não discriminatória, independentemente de sua constituição (concessionárias já existentes, produtores independentes ou auto-produtores);
- Sugeriu-se que as empresas de transmissão (os **Agentes de Transmissão**) deixassem de atuar nas atividades de geração ou de varejo, assinando um Acordo de Serviços de Transmissão com o OIS dando a ele o controle operacional de suas redes;
- Os **Agentes de Distribuição** teriam participação nas empresas de geração limitada segundo percentual definido pela legislação em função do seu faturamento de energia, de modo a garantir a competição entre os agentes.

A proposta da Coopers foi parcialmente implementada, respeitados, todavia, os princípios estabelecidos no RESEB. Os principais pontos considerados na reestruturação que se seguiu foram a desverticalização e segregação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia, a criação do ONS e o novo papel da ANEEL no mercado.

Para acompanhar essas mudanças, foram editadas a Lei nº 8.987/1995, conhecida como Lei de Concessões de Serviços Públicos, e a Lei Setorial n. 9.074/1995, atualizada pela Lei nº 9.648/1998, que estabeleceu os fundamentos básicos do novo modelo.

A Lei nº 9.074/1995, por exemplo, criou a figura do Consumidor Livre, e a Lei nº 9.648/1998, por sua vez, asseverou que os Consumidores Livres têm direito de obter e utilizar

o serviço de fornecimento de energia, com liberdade de escolha entre vários prestadores de serviços (distribuidoras, comercializadoras, etc.), observadas as normas do poder concedente.

Ainda, referida lei (Lei nº 9.648/1998) dispôs, sobre as opções de compra de energia elétrica pelos consumidores, que: (i) os Consumidores Livres podem estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do sistema interligado; (ii) a perda de mercado, por parte do concessionário ou autorizado, não pode resultar em aumento tarifário para os consumidores remanescentes; e (iii) os concessionários podem negociar com os Consumidores Livres as novas condições de fornecimento de energia elétrica, observados os critérios estabelecidos pela ANEEL (conforme artigo 15, parágrafos, da Lei nº 9.074/1995).

De outro lado, a Lei nº 9.074/1995 também criou a figura do Produtor Independente de Energia (“PIE”) e, no mais, as leis mencionadas ainda introduziram profundas e importantes alterações quanto à licitação dos novos empreendimentos. Com efeito, as obras de expansão da rede de transmissão, por exemplo, passaram a ser licitadas pelo Poder Público por meio da ANEEL. Ainda, os proprietários das linhas de transmissão ficaram obrigados a colocá-las à disposição do ONS para viabilizar a operação interligada e contabilizar as transações energéticas entre empresas. Ademais, previu-se a desnecessidade de concessão para as Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCHs”), dentre outras medidas. A Lei nº 9.648/1998 ainda foi responsável pela criação oficial do MAE e do ONS.

Nesse cenário, outras normas relevantes sobre o setor foram editadas³⁰ até que em agosto de 1998, o projeto RE-SEB foi concluído, definindo o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no setor elétrico brasileiro.

II.2) Novo Modelo do Setor Energético

Ocorre que em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento. A crise do apagão deixou exposta a fragilidade institucional do setor e demandou forte intervenção do Poder Executivo, o que ocorreu por meio da Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica. Segundo ELENA LANDAU e PATRÍCIA SAMPAIO, foi “A partir deste episódio, diversas modificações normativas ocorreram com o objetivo de adequar o setor à necessidade de maior segurança regulatória”³¹.

Foi nesse contexto e visando adequar o modelo em implantação que em 2002 foi instituído o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no setor elétrico brasileiro.

Referidas propostas foram implementadas durante os anos de 2003 e 2004, quando então o novo governo federal lançou as bases de um novo modelo para o setor elétrico

³⁰ Como legislação básica sobre energia elétrica editada nos últimos anos, pode-se citar:

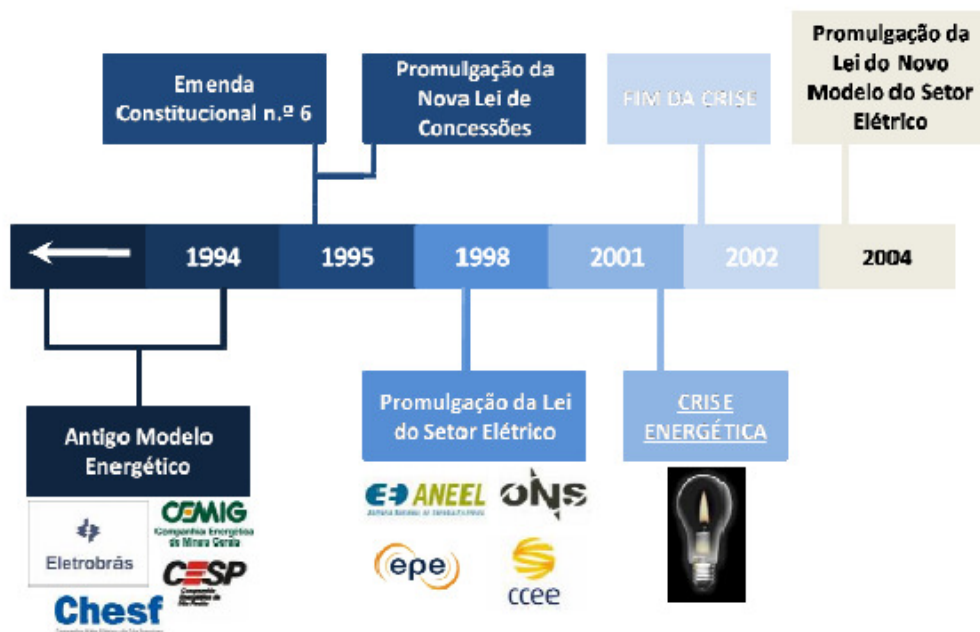
(i) Lei nº 8.987/1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no artigo 175 da Constituição Federal;
(ii) Lei nº 9.427/1996 e o Decreto n. 2.335/1997 criam e regulamentam a ANEEL;
(iii) Lei nº 9.648/1998 e Decreto n. 2.655/1998, que trazem disposições visando à implantação do novo modelo setorial, com a reestruturação da ELETROBRÁS e suas subsidiárias, bem como a criação do ONS e do MAE;
(iv) Decreto n. 2.003/1996, que regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente ou autoprodutor.

³¹ ELENA LANDAU et al., “Regulação Jurídica do Setor Elétrico”, Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006, p. 11.

brasileiro, editando as Leis n. 10.847/2004 e 10.848/2004, e o Decreto nº 5.163/2004. Surgia, assim, o “Novo Modelo” do setor.

Figura 2 – Evolução legal do setor elétrico brasileiro

Fonte: ANEEL



Pelo Novo Modelo, o governo ou o Poder Concedente centraliza o poder de fixar as políticas, o planejamento e o monitoramento do setor, concedendo concessões, autorizações e/ou permissões, enquanto a ANEEL mantém suas funções de implementar as diretrizes governamentais e de fiscalizar os agentes envolvidos no setor elétrico, inclusive mediando sua atuação perante os consumidores. O quadro abaixo, extraído do sítio eletrônico da ANEEL, ilustra bem essa divisão de funções:

Figura 3 – Campos de atuação do Poder Concedente e da ANEEL

Fonte: ANEEL



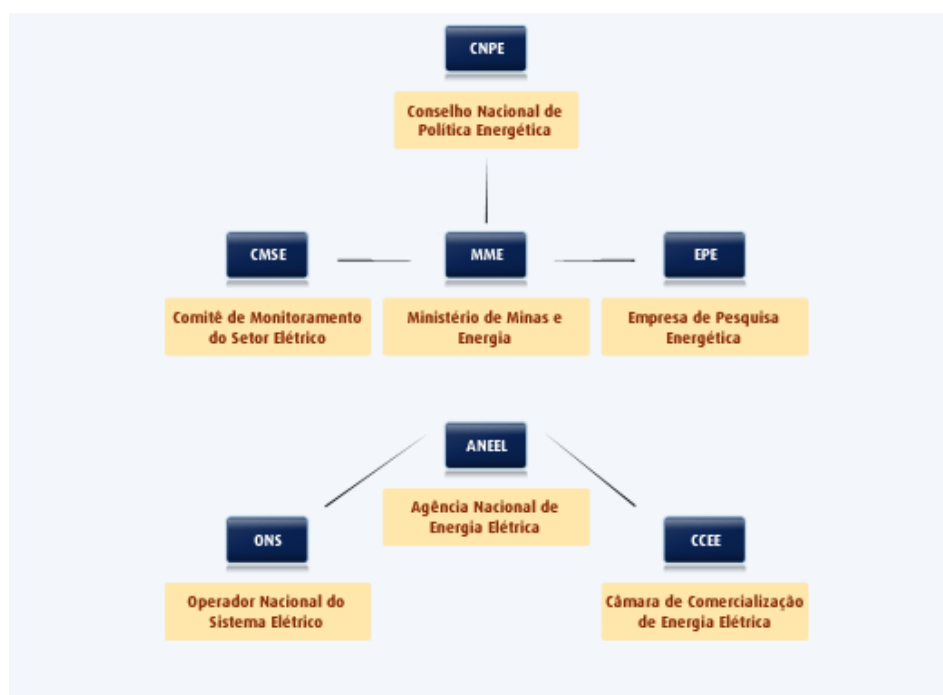
Os agentes, por sua vez, continuam participando das entidades responsáveis pela comercialização e operação do sistema, sem, contudo exercer o mesmo controle previsto no antigo modelo.

Ainda em termos institucionais, o Novo Modelo definiu a criação de uma instituição responsável pelo planejamento do setor elétrico a longo prazo (a Empresa de Pesquisa Energética – “EPE”); de uma instituição com a função de avaliar permanentemente a segurança do suprimento de energia elétrica (o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – “CMSE”) e de uma instituição para dar continuidade às atividades do MAE, relativas à comercialização de energia elétrica no sistema interligado (a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – “CCEE”).

Assim, em resumo, as principais instituições do setor passaram a ser o Conselho Nacional de Política Energética (“CNPE”), o MME, a EPE, a ANEEL, a CCEE, o ONS (agora com maior controle pelo Governo) e o CMSE:

Figura 4 – Estrutura do setor elétrico no Novo Modelo

Fonte: CCEE



Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia, o Ambiente de Contratação Regulada (“ACR”)³², do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia elétrica, e o

³² “ Art. 1º. (...)”

§ 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” (destacou-se).

Ambiente de Contratação Livre (“ACL”)³³, do qual participam agentes de geração, comercialização, importadores e exportadores de energia, e consumidores livres.

Ainda, institui-se o chamado *pool* que, nas palavras de CLOVIS ALBERTO VOLPE FILHO e MARIA AMÁLIA DE FIGUEIREDO PEREIRA ALVARENGA, nada mais do que:

“um ambiente onde as 64 distribuidoras contratam a longo prazo com as geradoras. Em termos técnicos, *pool* é uma organização que permite garantir o abastecimento de energia mediante um processo de contratação entre vários ofertantes, ao mínimo custo, e a transferência aos consumidores por um custo médio, isto em tese. Na verdade, este *pool* é uma cooperativa, ou um condomínio, que garante às geradoras o pagamento, independente [sic] dos riscos hidrológicos ou de qualquer natureza. As distribuidoras seriam o alicerce deste sistema, pois são elas que assumem os riscos e pagarão pela energia independente [sic] de inadimplência.”³⁴

Ainda sobre o *pool*, referidos autores afirmam que tal sistema teria sido criado para que funcionasse como um mecanismo de segurança para os consumidores que dependem da energia vendida por distribuidoras, sem prejuízo do estímulo a que os agentes consumidores se tornem Consumidores Livres, diminuindo a carga existente sobre o Estado e permitindo que os esforços públicos sejam focados nos pequenos consumidores que continuarão dependentes das distribuidoras.

³³ “ Art. 1º. (...)

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

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.” (destacou-se).

³⁴ VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. Ob. cit., p. 53/54.

Evidente, assim, que diversas foram as mudanças advindas do Novo Modelo do setor elétrico. Aliás, como visto acima, o setor elétrico brasileiro, desde sua criação, sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. E para melhor ilustrar essa evolução, apresenta-se abaixo tabela com um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual:

Figura 5 – Comparação dos modelos do setor elétrico brasileiro

Fonte: CCEE

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação.
Empresas predominantemente estatais	Abertura e ênfase na privatização das empresas	Convivência entre empresas estatais e privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização

Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	No ambiente livre: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação : 85% do mercado (até agosto/2003) e 95% mercado (até dez./2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficit (MCSD) para as Distribuidoras.

De tudo o que foi comentado neste capítulo, fica claro que o setor elétrico sofreu o impacto de mudanças políticas que marcaram sua reestruturação durante os anos. De uma concepção inicial mais liberal, em que se pensava no total afastamento do Estado das atividades do setor por meio das privatizações, o setor é hoje caracterizado pela convivência entre empresas públicas e privadas, sob significativa intervenção e fiscalização do Estado, diretamente e por meio de seus agentes.

CAPÍTULO III – PRINCIPAIS ATORES DO SETOR ELÉTRICO

Como visto acima, o Novo Modelo do setor energético brasileiro implicou a criação e/ou modificação de diversos agentes necessários ao funcionamento do mercado de energia elétrica no país. Nesse sentido, e para melhor compreensão das funções que cada um dos atores desse setor exercem, indicam-se abaixo os principais representantes do setor elétrico e um resumo de suas atribuições.

III.1) CNPE

O CNPE é um órgão interministerial de assessoramento à Presidência da República, tendo como principais atribuições formular políticas e diretrizes de energia e assegurar o suprimento de insumos energéticos às áreas mais remotas ou de difícil acesso país.

É também responsável por revisar periodicamente as matrizes energéticas aplicadas às diversas regiões do país, estabelecer diretrizes para programas específicos, como os de uso do gás natural, do álcool, de outras biomassas, do carvão e da energia termonuclear, além de estabelecer diretrizes para a importação e exportação de petróleo e gás natural.

Ademais, o CNPE também possui as funções de propor a licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME e de propor o critério de garantia estrutural de suprimento.

III.2) MME

A competência para a prestação dos serviços de energia elétrica é da União, conforme o disposto no artigo 21, inciso XII, alínea b da Constituição Federal, sendo exercida no âmbito do MME. O MME é responsável pela condução das políticas energéticas do país e suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE, além do monitoramento da segurança de suprimento do setor, por intermédio do CMSE.

O MME é responsável, ainda, por estabelecer o planejamento do setor energético nacional, monitorar a segurança do suprimento do setor elétrico brasileiro e definir ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda de energia.

III.3) ANEEL

Na estrutura do MME, o órgão perante o qual se processavam as concessões era o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (“DNAEE”). Contudo, com o advento da Lei nº 9.427/1996, foi criada a ANEEL, que substituiu o DNAEE.

A criação da ANEEL decorreu do fato de o Estado ter passado a execução de serviços públicos do setor elétrico à iniciativa privada, por meio das concessões, permissões e autorizações. Era necessário, portanto, fortalecer o controle e a fiscalização já que a titularidade de tais serviços continuam sendo da União.

Em suma, a ANEEL é autarquia em regime especial que tem como principais atribuições regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica; mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores; conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia; garantir tarifas justas; zelar pela qualidade do serviço; exigir investimentos; estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços.

Nesse cenário, a ANEEL é responsável pela medição, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico, pela realização dos leilões de concessão dos empreendimentos de geração e transmissão, por delegação do MME, e ainda coordena e realiza as licitações para aquisição de energia para os distribuidores.

III.4) CMSE

O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional. Em outras palavras, o CMSE é o alerta de racionamento. O CMSE conta com a participação formal e permanente da EPE, da CCEE, do ONS e da ANEEL³⁵.

Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e

³⁵ Conforme informado por VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. Ob. cit., p. 61.

elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

III.5) EPE

Instituída pela Lei nº 10.847/2004 e criada pelo Decreto nº 5.184/2004, a EPE é uma empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

III.6) ONS

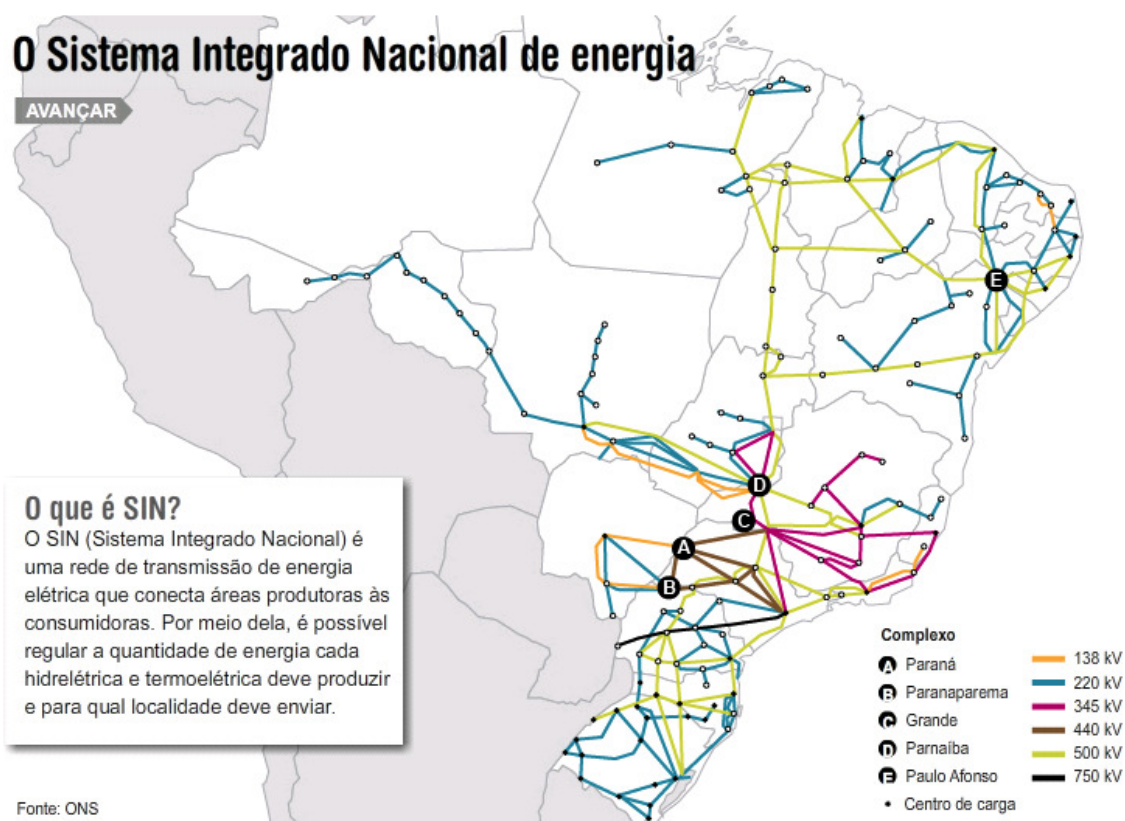
O ONS é uma pessoa jurídica de direito privado, sob a forma de associação civil, sem fins lucrativos, criado em 26 de agosto de 1998, pela Lei nº 9.648/98, com as alterações introduzidas pela Lei nº 10.848/04 e regulamentado pelo Decreto nº 5.081/04.

É responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, sob a fiscalização e regulação da ANEEL, sendo constituído por membros associados e membros participantes. Ou seja, é o ONS “quem determina quanta energia cada usina colocará na rede em cada momento”³⁶.

Suas funções primordiais são de operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, abaixo representado, e de administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Figura 6 – Sistema Integrado Nacional

Fonte: ONS



³⁶ VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. Ob. cit., p. 47.

Em suma, o ONS tem como objetivo principal atender aos requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta-tensão do país.

Para o exercício de suas atribuições legais e o cumprimento de sua missão institucional, o ONS desenvolve uma série de estudos e ações, que têm como base dois insumos fundamentais.

Em primeiro lugar, estão os Procedimentos de Rede. Esses procedimentos são um conjunto de normas e requisitos técnicos que estabelecem as responsabilidades do ONS e dos agentes de operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do SIN e das demais atribuições do Operador. Esses documentos são elaborados pelo ONS, com a participação dos agentes e homologados pela ANEEL. Atualmente, em atendimento à Resolução Normativa nº 115 da ANEEL, os Procedimentos de Rede estão em processo de revisão para adequação à legislação e regulamentação vigentes e para assegurar a aderência à prática adotada pelo ONS e pelos diversos agentes setoriais.

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são: (i) legitimar, garantir e demonstrar a transparência, integridade, equanimidade, reprodutibilidade e excelência da operação do SIN; (ii) estabelecer, com base legal e contratual, as responsabilidades do ONS e dos agentes de operação, no que se refere a atividades, insumos, produtos e prazos dos processos de operação do sistema elétrico; e (iii) especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão, dos Contratos de Conexão

ao Sistema de Transmissão e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão, que serão mais explorados adiante.³⁷

O segundo conjunto de insumos são as informações externas que o ONS necessita receber das autoridades setoriais, especialmente do MME e da ANEEL, e dos agentes proprietários das instalações que compõem o SIN, para a execução de suas atividades, conforme estabelecido nos próprios Procedimentos de Rede.

Os principais estudos e ações empreendidos pelo ONS na operação coordenada centralizada do SIN e na administração dos serviços de transmissão na chamada rede básica³⁸ podem ser agrupados em diferentes macroprocessos, quais sejam: (i) ampliações e reforços na rede básica; (ii) avaliação das condições futuras da operação; (iii) avaliação de curto prazo da operação; (iv) resultados da operação; (v) análise da carga de energia e demanda; (vi) indicadores de desempenho do SIN; (vii) histórico da operação; (viii) integração de novas instalações ao SIN; e (ix) administração dos serviços de transmissão³⁹.

III.7) CCEE

A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE. Nessa linha, confira-se a redação dos artigos 4º e 5º da Lei nº 10.848/2004:

³⁷ Extraído do site www.ons.gov.br em 29 de novembro de 2010.

³⁸ Instalações com tensões iguais ou maiores que 230 kV.

³⁹ Extraído do site www.ons.gov.br em 29 de novembro de 2010.

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

§ 1º A CCEE será integrada por titulares de concessão, permissão ou autorização, por outros agentes vinculados aos serviços e às instalações de energia elétrica, e pelos consumidores enquadrados nos arts. 15 e 16 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995.

(...)

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

São agentes com participação obrigatória na CCEE: (i) os concessionários, permissionários ou autorizados de geração que possuam central geradora com capacidade instalada igual ou superior a 50 megawatts (“MW”); (ii) os autorizados para importação ou exportação de energia elétrica com intercâmbio igual ou superior a 50 MW; (iii) os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior; (iv) os concessionários, permissionários ou autorizados de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica cujo volume comercializado seja inferior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior, quando não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada; (vi) os autorizados de comercialização de energia elétrica, cujo volume

comercializado seja igual ou superior a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior; (vi) os consumidores livres e os consumidores que adquirirem energia na forma do § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427/96.

Por outro lado, são agentes com participação facultativa na CCEE: (i) os titulares de autorização para autoprodução e co-geração com central geradora de capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, desde que suas instalações de geração estejam diretamente conectadas às instalações de consumo e não sejam despachadas de modo centralizado pelo ONS⁴⁰, por não terem influência significativa no processo de otimização energética dos sistemas interligados; (ii) demais titulares de concessão ou autorização para exploração de serviços de geração, para realização de atividades de comercialização de energia elétrica, bem como para importação e exportação de energia.

Todos os agentes, após sua adesão à CCEE, adquirem direitos e obrigações⁴¹, inclusive comprometendo-se a cumprir as condições estabelecidas na Convenção de

⁴⁰ Na linguagem do setor elétrico, despacho centralizado significa a operação coordenada pelo ONS que consiste em determinar a geração de energia pelas usinas de forma a atender as necessidades de segurança do SIN. Ainda, o despacho centralizado faz a operação de controle de linhas de transmissão de alta tensão, subestações e equipamentos, operação do sistema interligado e programação das transações de energia elétrica com outros sistemas de interconexão.

⁴¹ Nessa linha, e conforme art. 16 da Convenção de Comercialização, os agentes da CCEE têm os seguintes direitos, que somente podem ser exercidos caso suas obrigações de pagamento devidos à CCEE estejam devidamente cumpridas: (i) participar e votar nas sessões das Assembléias Gerais da CCEE; (ii) acessar os sistemas de Medição e de Contabilização e Liquidação Financeira mantidos pela CCEE, na forma e nas condições previstas nos Procedimentos de Comercialização e nos demais instrumentos jurídicos inerentes ao respectivo acesso; (iii) participar dos leilões de energia elétrica promovidos pela CCEE, desde que atendidas as condições previstas nos respectivos editais; (iv) solicitar e receber informações relacionadas às suas operações de comercialização de energia elétrica e às atividades desenvolvidas pela CCEE; (v) submeter eventuais conflitos ao Conselho de Administração da CCEE, sem prejuízo de sua submissão a processo de arbitragem; (vi) convocar as Assembléias Gerais da CCEE, mediante deliberação de um quinto dos membros da CCEE. Por outro lado, e nos termos do art. 17 da Convenção de Comercialização, são obrigações dos agentes da CCEE, sem prejuízo de outras estabelecidas na legislação e em regulação específica da ANEEL: (i) respeitar e cumprir adequadamente as disposições da Convenção e das Regras e Procedimentos de Comercialização; (ii) celebrar os contratos de compra e venda de energia decorrentes dos negócios realizados no ACR; (iii) efetuar o aporte de Garantias Financeiras para a realização de operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de

Comercialização de Energia Elétrica, bem como nas Regras de Comercialização, Procedimentos de Comercialização ou em qualquer outro documento ou norma que venha a ser aplicável.

No que diz respeito às principais atribuições da CCEE, pode-se indicar que tal câmara está obrigada a:

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos ACR e ACL;
- Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os agentes da CCEE;
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (“PLD”) do mercado de curto prazo⁴² por submercado;

curto prazo; (iv) suportar as repercussões financeiras decorrentes de eventual inadimplência no mercado de curto prazo, não coberta pelas Garantias Financeiras aportadas, na proporção de seus créditos líquidos resultantes da Contabilização, no período considerado; (v) efetuar o recolhimento das contribuições e emolumentos relativos ao funcionamento da CCEE; (vi) atender às solicitações das auditorias a serem desenvolvidas na CCEE; (vii) aderir à Convenção Arbitral; (viii) manter junto à CCEE a devida atualização de seus dados cadastrais e técnico-operacionais; (ix) manter número determinado de representantes junto à CCEE, agindo em nome e por conta do respectivo Agente da CCEE e na forma prevista nos Procedimentos de Comercialização aplicáveis, para, entre outros; (x) realizar os atos necessários às suas operações, tais como assinaturas de instrumentos jurídicos, inclusive dos CCEARs; (xi) apresentar os documentos e dados requeridos; (xii) adotar as medidas relativas ao processo de Medição, ao processo de Contabilização e de Liquidação Financeira, aos Leilões e outros; (xiii) receber os comunicados, avisos, informes, notificações e acessar relatórios e dados; (xiv) manter todos os ativos de sua propriedade vinculados a seu nome e respectivo cadastro.

⁴² Segundo a CCEE, “O mercado de curto prazo se resume na apuração das diferenças entre a energia contratada e a energia verificada e posterior valoração dessas diferenças ao preço PLD (Preço de Liquidação das Diferenças). Por exemplo: para um Agente Distribuidor apura-se a diferença entre o montante total contratado e o seu consumo total, para um Agente Gerador apura-se a diferença entre o montante total contratado e a geração total, essas diferenças são valoradas pelo Preço de Liquidação das Diferenças que irão compor os pagamentos ou recebimentos do Agente no âmbito da CCEE.” (extraído de www.ccee.org.br em 29 de novembro de 2010).

- Efetuar a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no mercado de curto prazo e a liquidação financeira;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;
- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de garantias financeiras, relativas às liquidações financeiras do mercado de curto prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
- Promover leilões de compra e venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
- Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL;
- Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE.

Relativamente à contabilização e liquidação das transações de compra e venda de energia realizadas entre os agentes do setor elétrico, tanto no ACR como no ACL, a CCEE

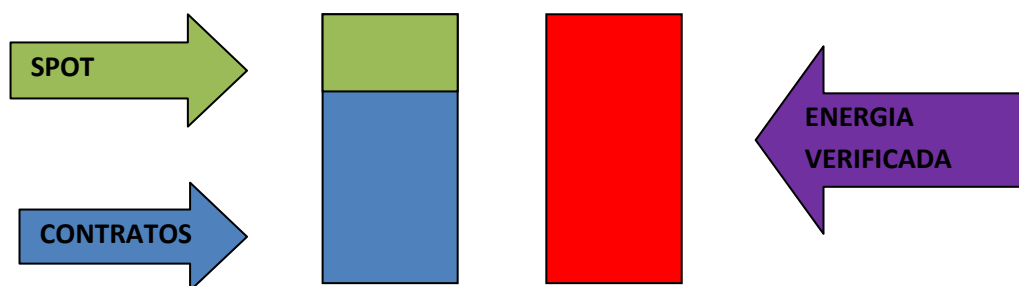
apura o PLD, realiza a contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados e efetiva a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo.

Contabilização, nesse contexto, é o processamento mensal dos dados de contratos, medição, preço e demais informações necessárias para cálculo do resultado final de cada agente de comercialização no âmbito da CCEE, com base nas Regras de Comercialização, que apura as exposições no mercado de curto prazo, recebimento/pagamento de encargos, exposições financeiras, Mecanismo de Realocação de Energia (“MRE”)⁴³ e consolidação dos resultados financeiros a serem liquidados.

Em suma, a contabilização da CCEE é baseada nas diferenças de compra e venda de energia, conforme demonstradas no quadro abaixo:

Figura 7 - Esquema de funcionamento do mercado de eletricidade

Fonte: CCEE



⁴³ Segundo a CCEE, “O Mecanismo de Realocação de Energia - MRE, tem a finalidade de operacionalizar o compartilhamento dos riscos hidrológicos associados ao despacho centralizado e à otimização do Sistema Hidrotérmico pelo ONS. Seu objetivo é assegurar que todas as usinas participantes do MRE recebam seus níveis de Garantia Física independentemente de seus níveis reais de produção de energia, desde que a geração total do MRE não esteja abaixo do total da Garantia Física do Sistema. Em outras palavras, o MRE realoca a energia, transferindo o excedente daqueles que geraram além de sua Garantia Física para aqueles que geraram abaixo.” (extraído de www.ccee.org.br em 29 de novembro de 2010).

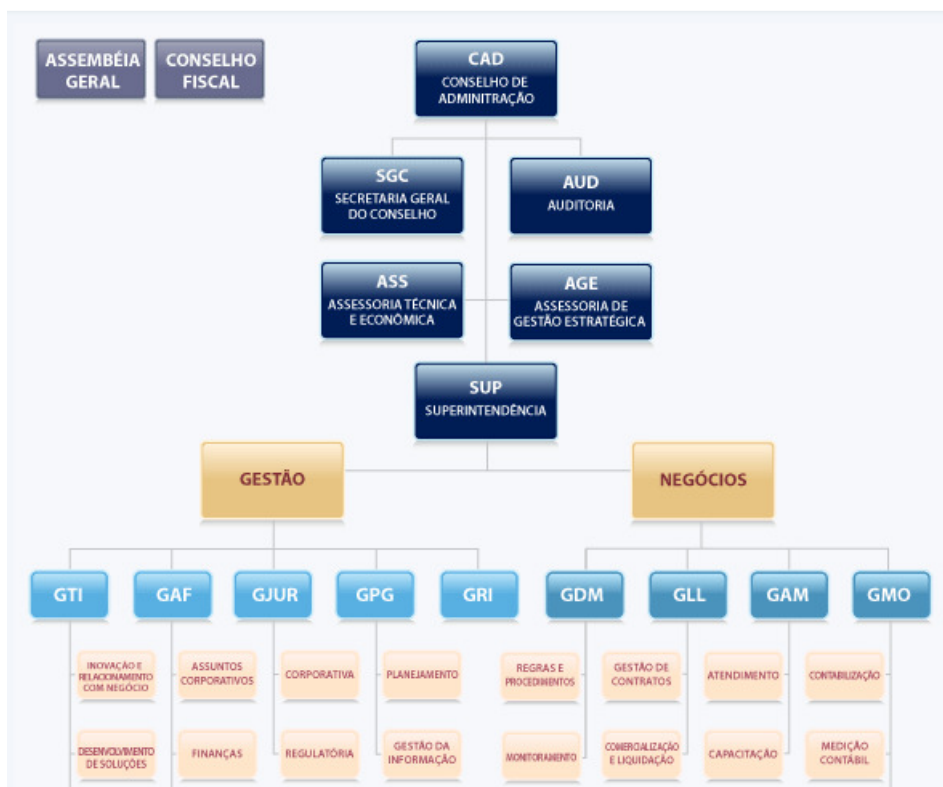
O processo de contabilização e liquidação em comento é realizado pela CCEE por meio do Sistema de Contabilização e Liquidação (“SCL”), também denominado SINERCOM. Trata-se do sistema eletrônico que efetua todos os cálculos previstos nas Regras de Comercialização, permitindo à CCEE contabilizar mensalmente as diferenças entre os montantes de energia produzidos ou consumidos e os montantes contratados. Também por meio do SINERCOM que são disponibilizados os relatórios contendo os resultados das operações de cada Agente na CCEE.

Existe um projeto de Novo SCL - Sistema de Contabilização e Liquidação que foi instalado pela Câmara em agosto de 2008, com o objetivo de desenvolver um novo sistema para realização das contabilizações e liquidações do mercado de curto prazo (MCP). O objetivo desse projeto é possibilitar o desenvolvimento de uma nova plataforma tecnológica e a revisão e a simplificação das regras de comercialização de forma a torná-las mais acessíveis aos diversos públicos. O sistema tem previsão para entrar em operação até o mês de julho de 2011.

Por fim, e apenas para que se tenha uma idéia da estrutura organizacional da CCEE, apresenta-se abaixo o organograma desta entidade:

Figura 8 - Organograma da CCEE

Fonte: CCEE



III.8) Agentes de Geração

A Lei nº 9.074/1995, ao tratar da concessão dos empreendimentos de geração, em seus artigos 5º e seguintes, prevê as seguintes classes de produtores de energia elétrica:

- Produtor que destina sua geração ao serviço público (concessionária): agente titular de serviço público federal delegado pelo Poder Concedente mediante licitação, na modalidade de concorrência, à pessoa jurídica ou consórcio de empresas para

exploração e prestação de serviços públicos de energia elétrica, nos termos da Lei 8.987/95;

- Produtor independente de energia elétrica⁴⁴: são agentes individuais ou reunidos em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para produzir energia elétrica destinada à comercialização por sua conta e risco;

- Autoprodutor de energia elétrica (produção para consumo próprio)⁴⁵: são agentes com concessão, permissão ou autorização para produzir energia elétrica destinada a seu uso exclusivo, podendo comercializar eventual excedente de energia, desde que autorizado pela ANEEL.

O artigo 18 dessa lei ainda autoriza a criação de consórcios com o objetivo de geração de energia elétrica para fins de serviço público, para uso exclusivo dos consorciados, para produção independente ou para essas atividades associadas, conservado o regime legal próprio de cada uma, aplicando-se, no que couber, o disposto no artigo 23 da Lei nº 8.987/1995⁴⁶.

⁴⁴ Nos termos da Lei nº 9.074/1995: “Art. 11. Considera-se produtor independente de energia elétrica a pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente, para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco. Parágrafo único. O produtor independente de energia elétrica está sujeito a regras operacionais e comerciais próprias, atendido o disposto nesta Lei, na legislação em vigor e no contrato de concessão ou ato de autorização.”

⁴⁵ Conforme o artigo 2o do Decreto 2.003/1996, o autoprodutor é a pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização para produzir energia elétrica destinada ao seu uso exclusivo. O autoprodutor que gera energia elétrica além de suas próprias necessidades pode vender o excedente, o que o aproxima, na prática, do produtor independente.

⁴⁶ “Art. 23. São cláusulas essenciais do contrato de concessão as relativas:

I - ao objeto, à área e ao prazo da concessão;

II - ao modo, forma e condições de prestação do serviço;

III - aos critérios, indicadores, fórmulas e parâmetros definidores da qualidade do serviço;

IV - ao preço do serviço e aos critérios e procedimentos para o reajuste e a revisão das tarifas;

A atividade de geração de energia elétrica manteve, no Novo Modelo, o seu caráter competitivo, de modo que todos os agentes de geração podem vender energia tanto no ACR como no ACL. Os geradores também possuem livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica.

III.9) Concessionárias de transmissão e de distribuição

Conforme visto, a separação dos agentes de geração, transmissão e distribuição foi um dos pontos principais da reforma do setor elétrico RE-SEB, mantido também no Novo Modelo do setor energético.

Assim, por exemplo, no âmbito federal, conforme previsto no artigo 5º, inciso II da Lei nº 9.648/1998, a ELETROSUL foi cindida em duas sociedades por ações, tendo uma por objeto social a geração, e outra a transmissão de energia elétrica. A empresa de geração foi

V - aos direitos, garantias e obrigações do poder concedente e da concessionária, inclusive os relacionados às previsíveis necessidades de futura alteração e expansão do serviço e conseqüente modernização, aperfeiçoamento e ampliação dos equipamentos e das instalações;

VI - aos direitos e deveres dos usuários para obtenção e utilização do serviço;

VII - à forma de fiscalização das instalações, dos equipamentos, dos métodos e práticas de execução do serviço, bem como a indicação dos órgãos competentes para exercê-la;

VIII - às penalidades contratuais e administrativas a que se sujeita a concessionária e sua forma de aplicação;

IX - aos casos de extinção da concessão;

X - aos bens reversíveis;

XI - aos critérios para o cálculo e a forma de pagamento das indenizações devidas à concessionária, quando for o caso;

XII - às condições para prorrogação do contrato;

XIII - à obrigatoriedade, forma e periodicidade da prestação de contas da concessionária ao poder concedente;

XIV - à exigência da publicação de demonstrações financeiras periódicas da concessionária; e

XV - ao foro e ao modo amigável de solução das divergências contratuais.

Parágrafo único. Os contratos relativos à concessão de serviço público precedido da execução de obra pública deverão, adicionalmente:

I - estipular os cronogramas físico-financeiros de execução das obras vinculadas à concessão; e

II - exigir garantia do fiel cumprimento, pela concessionária, das obrigações relativas às obras vinculadas à concessão.”

privatizada, passando a chamar-se GERASUL, enquanto a empresa de transmissão continuou com o nome original. No Estado de São Paulo, com a cisão da CESP, foi também criada uma importante empresa de transmissão estadual, a Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista (CTEEP). Novos empreendimentos da rede básica de transmissão, de acordo com o artigo 17 da Lei nº 9.074/1995 devem ser licitados pela ANEEL.

No âmbito da transmissão, a construção de linhas coube tradicionalmente à ELETROBRÁS (Lei nº 3.890-A/1961 e Decreto n. 4.559/2002), sendo posteriormente assumida pelo ONS, admitindo-se a concessão da construção de redes, com prévia licitação (Lei nº 9.074/1995, art. 17).

O sistema de transmissão é composto pela Rede Básica, pelas Demais Instalações de Transmissão (conforme definição do art. 4º do Decreto n. 2.655//1998) e pelas instalações de interesse exclusivo das de geração e dos concessionários de distribuição.

A Rede Básica do SIN, por sua vez, é composta pelas linhas de transmissão, barramentos, transformadores de potência e equipamentos de subestação, bem como pelas respectivas conexões e demais equipamentos ligados ao terciário. A Rede Básica “apresenta-se nevrálgica para o funcionamento do modelo setorial elétrico, pois através dela transporta-se energia das geradoras às distribuidoras e permite-se o acesso daquelas aos consumidores livres, possibilitando-se a introdução de um mercado competitivo nas pontas da cadeia produtiva”⁴⁷.

⁴⁷ LANDAU, Elena et al. Ob cit., p. 308.

De acordo com MARCOS JURUENA VILLELA SOUTO, em relação à transmissão no Novo Modelo, “foram estabelecidos o princípio do livre acesso às redes e o princípio da interconexão obrigatória, sob disciplina do agente regulador (a ANEEL); ambos fundados na doutrina das *essential facilities*, que representa a densificação do princípio da função social da propriedade e do princípio da livre concorrência”⁴⁸.

Por outro lado, quanto às empresas de distribuição, a lei obriga a separação dos faturamentos de comercialização de energia e da prestação do serviço de distribuição que deverá, como na transmissão, ser de livre acesso aos interessados na compra e venda e comercialização de energia elétrica.

Assim, a distribuição de energia passa a ter na pessoa do distribuidor o papel de gerenciador da rede na medida em que como decorrência do princípio do livre acesso às redes, a energia que vai chegar ao destinatário final não é necessariamente produzida ou comercializada pelo próprio distribuidor, mas muitas vezes por um agente estranho à essa cadeia de distribuição⁴⁹.

Ademais, e em conformidade com o artigo 2º da Resolução ANEEL 94/98, um agente de distribuição não pode deter participação superior a 20% no mercado de distribuição nacional, sendo ainda impostas limitações à participação dos agentes distribuidores em relação ao atendimento dos mercados de distribuição regionais, tudo de modo a garantir a concorrência no setor.

⁴⁸ LANDAU, Elena et al. Ob cit., p. 240/241.

⁴⁹ Sobre essa questão, vide o artigo “Breve apresentação do Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico Brasileiro” de Marcos Juruena Villela Souto em LANDAU, Elena et al. Ob cit., p. 241.

III.10) Consumidores

Como já mencionado neste trabalho, o mercado consumidor de energia elétrica divide-se em dois grandes grupos: Consumidor Cativo e Consumidor Livre.

Consumidor Cativo é aquele que não pode escolher o fornecedor e recebe a energia elétrica da distribuidora que detém o monopólio da região em que ele está instalado. Todos os seus direitos e deveres são regulamentados, e as transações de energia ocorrem no chamado mercado cativo de energia elétrica. Neste mercado, o fornecimento de energia elétrica das geradoras para as distribuidoras⁵⁰ é contratado por meio de leilões organizados pelo governo, sendo que as geradoras se constituem em um *pool* para oferecer a produção presente ou futura às distribuidoras.

Os preços mínimo e máximo de venda nesses leilões são fixados pelo governo. Cada distribuidora, com base no consumo presente e projetado para o futuro, informa a quantidade de energia elétrica desejável e o total de energia ofertada é rateada entre todas as distribuidoras. Os preços desta energia, os custos de manutenção e expansão da distribuidora junto a outras variáveis dão origem à tarifa cobrada do consumidor final.

Por este sistema são contratados 72% da energia elétrica que circula no SIN. Ele atende, portanto, à maioria dos consumidores de energia elétrica do país.

⁵⁰ “Art. 1º. (...)”

§ 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.” (Lei nº 10.848/04).

De outro lado, Consumidor Livre é aquele que pode escolher o seu fornecedor, nos termos da Lei nº 9.704/1995:

“Art. 15. Respeitados os contratos de fornecimento vigentes, a prorrogação das atuais e as novas concessões serão feitas sem exclusividade de fornecimento de energia elétrica a consumidores com carga igual ou maior que 10.000 KW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV, que podem optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

§ 1º Decorridos três anos da publicação desta Lei, os consumidores referidos neste artigo poderão também estender sua opção de compra a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado, excluídas as concessionárias supridoras regionais.

§ 2º Decorridos cinco anos da publicação desta Lei, os consumidores com carga igual ou superior a 3.000 KW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 KV, poderão optar pela compra de energia elétrica a qualquer concessionário, permissionário ou autorizado de energia elétrica do mesmo sistema interligado.

§ 3º Após oito anos da publicação desta Lei, o poder concedente poderá diminuir os limites de carga e tensão estabelecidos neste e no art. 16.

§ 4º Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão optar por outro fornecedor após o prazo de trinta e seis meses, contado a partir da data de manifestação formal ao concessionário.

§ 5º O exercício da opção pelo consumidor faculta o concessionário e o autorizado rever, na mesma proporção,

seus contratos e previsões de compra de energia elétrica junto às suas supridoras.

§ 6º É assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

§ 7º As tarifas das concessionárias, envolvidas na opção do consumidor, poderão ser revisadas para mais ou para menos, quando a perda ou o ganho de mercado alterar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato.

(*) Incluídos os parágs. 8º, 9º e 10º no art. 15, pela LEI 10.848 de 15.03.2004, D.O de 16.03.2004, seção 1, p. 2, v. 141, n. 51.

Art. 16. É de livre escolha dos novos consumidores, cuja carga seja igual ou maior que 3.000 KW, atendidos em qualquer tensão, o fornecedor com quem contratará sua compra de energia elétrica."

Assim, são critérios para se tornar um consumidor livre:

Figura 9 – Consumidor Livre

Fonte: CCEE

Demanda mínima	Tensão de fornecimento	Data de ligação do consumidor
3 MW	Qualquer tensão	após 08/07/1995
3 MW	69 kV	antes de 08/07/1995

O Consumidor Livre é atendido pelas comercializadoras ou produtores independentes no chamado mercado livre de energia (ACL), que foi constituído no final dos anos 90 e movimenta cerca de 28% do volume total de energia elétrica que circula no SIN.

No mercado livre, compradores e vendedores negociam livremente todas as condições do contrato, incluindo o preço da energia, o que favorece a concorrência e a oferta a custos inferiores às tarifas do mercado cativo.

A partir de 1998, conforme regulamenta a Lei nº 9.427/96, parágrafo 5º, art. 26, os consumidores com demanda mínima de 500 kW, atendidos em qualquer tensão de fornecimento, têm também o direito de adquirir energia de qualquer fornecedor, desde que a energia adquirida seja oriunda de PCHs ou de fontes alternativas (eólica, biomassa ou solar).

Conforme disposto no inciso III do art. 2º do Decreto nº 5163/04, os Consumidores Livres e aqueles atendidos conforme o parágrafo 5º do art. 26 da Lei nº 9.427 devem garantir o atendimento a 100% de seu consumo verificado, através de geração própria ou de contratos bilaterais celebrados no ACL que, quando necessário, deverão ser aprovados, homologados ou registrados na ANEEL.

III.11) Comercializadoras de energia

As comercializadoras de energia são empresas independentes ou vinculadas a grupos geradores e/ou distribuidoras que adquirem a energia para vendê-la aos consumidores livres, ou então atuam na contratação e fechamento de negócios entre as pontas compradora e

vendedora. Evidente, assim, que na atividade das comercializadoras está a compra e venda de energia, mas o papel delas vai além, incluindo também o gerenciamento de riscos.

Realmente, e como ensina RICARDO GOBBI LIMA, “por terem uma estrutura ágil e enxuta, [as comercializadoras] conseguem atuar de maneira bastante eficiente no mercado. Mas seu papel mais relevante é o de gerenciador de riscos, especialmente os riscos de mercado: riscos de preço (volatilidade), risco de volume, além do risco de crédito, sendo este último um risco que as concessionárias de distribuição não estavam habituadas a tratar”⁵¹.

É a ANEEL que autoriza o exercício desta atividade à pessoa jurídica especialmente constituída para exercê-la no mercado livre de negociação, e referida autorização, nos termos da Resolução ANEEL 265/98, vigora pelo prazo de 20 anos, podendo ser revogada por solicitação do agente comercializador ou por infringência às normas que lhe forem aplicáveis.

Um comercializador pode atuar, basicamente, de três maneiras: (i) como *trader*, quando compra e vende energia elétrica em nome próprio, em mercados livres e organizados, assumindo riscos de mercado; (ii) como *broker*, quando atua na intermediação de negociações e realiza os contatos entre vendedor e comprador; e (iii) como *dealer*, quando representa outros agentes interessados em participar do mercado livre⁵².

⁵¹ In LANDAU, Elena et al. Ob. cit., p. 369.

⁵² Conforme Ricardo Giobbi Lima in LANDAU, Elena et al. Ob. cit., p. 369.

III.12) Importadores e Exportadores

Importadores são os agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.

Os exportadores, por sua vez, são os agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.

CAPÍTULO IV - CONTRATOS DE ENERGIA NO NOVO MODELO:

DIRIGISMO CONTRATUAL

Como visto nos capítulos acima, a Lei nº 10.848/04 prevê, já no seu artigo 1º, que a comercialização de energia entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, pode ocorrer mediante contratação regulada ou livre:

“Art. 1º. A comercialização de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados de serviços e instalações de energia elétrica, bem como destes com seus consumidores, no Sistema Interligado Nacional - SIN, dar-se-á mediante contratação regulada ou livre, nos termos desta Lei e do seu regulamento (...)”.

Esse dualismo de regimes, vale dizer, não é novidade. As empresas estatais chinesas trabalharam por muito tempo com preços duplos (*dual-track system*⁵³). É o que informa JOHN McMILLAN em sua obra “A Reinvenção do Bazar”, na qual o autor compara as transições russa e chinesa para a economia de mercado:

“A Rússia liberou os preços em um único e dramático momento. A China liberou-os furtivamente. Na China, os preços foram reformados de uma maneira pouco convencional. No sistema planejado, as empresas estatais eram obrigadas a vender sua produção para o Estado a preços fixos. Com a reforma, este aspecto do plano continuou

⁵³ Para detalhes sobre o *dual-track system* adotado na China vide: RODRIK, Dani. Development Strategies for the Next Century, Harvard University, ago 2001.

no lugar, mas elas tiveram permissão de produzir a mais para vender nos mercados. Havia dois preços: normalmente o preço de mercado era bem mais alto do que o preço oficial. A fração da produção de empresas estatais que era vendida no mercado aumentou progressivamente.

Com preços duplos, as decisões da firma sobre o quanto produzir, quantos insumos usar e que investimentos realizar não eram afetadas pela cota de produção para o Estado, já que ela era menor do que a produção total. Nessas decisões, o que importava era o preço recebido por qualquer produção extra, ou seja, o preço de mercado. Embora fosse uma maneira gradual de reforma do preço, o preço duplo teve, assim, um impacto instantâneo, pois levou firmas a se orientarem pelo mercado. O preço duplo evitou a reação em cadeia que a terapia de choque gerava. A permissão de vender a produção extra e comprar insumos extras nos mercados fez com que as empresas estatais pudessem criar novas relações entre as firmas, em torno da plataforma estável das maneiras existentes de fazer negócios. (...)

Os preços duplos foram um expediente temporário para suavizar o processo de reforma, e deveriam ter sido substituídos pelo preço de mercado logo que possível, ou seja, ao final da década de 1980, e não quando aconteceu, no começo da década de 1990. Embora tenha durado mais do que devia, os preços duplos foram um artifício inteligente para promover a reforma de preços com pouca ruptura."⁵⁴

⁵⁴ McMILLAN, John. A Reinvenção do Bazar: Uma história dos Mercados. Rio de Janeiro: Jorge Zahar Editor, 2004, pp. 202/203.

Pela lei brasileira, estão obrigadas a comprar por meio de licitação, no ACR, as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica (artigo 1º, § 2º, da Lei nº 10.848/04)⁵⁵.

Uma importante semelhança com o modelo chinês é que se retirou das distribuidoras a possibilidade de livre comercialização, optando-se por um modelo concorrencial regulado, afastado da exposição ao ACL⁵⁶. Reafirmou-se, assim, a premissa básica do novo modelo, de caracterização das distribuidoras de energia elétrica como entes delegados do Estado.

Por outro lado, em relação às concessionárias de serviço público de geração de energia elétrica já existentes, incluídos os produtores independentes e os autoprodutores com excedentes, podem comercializar nos dois ambientes, ou seja, no ACR e no ACL. Os novos empreendimentos de geração elétrica, contudo, poderão ser obrigados a ofertar um percentual mínimo de energia no mercado regulado, nos termos do artigo 3º, § 2º, da Lei nº 10.848/04⁵⁷.

⁵⁵ Vide nota de rodapé de n. 20.

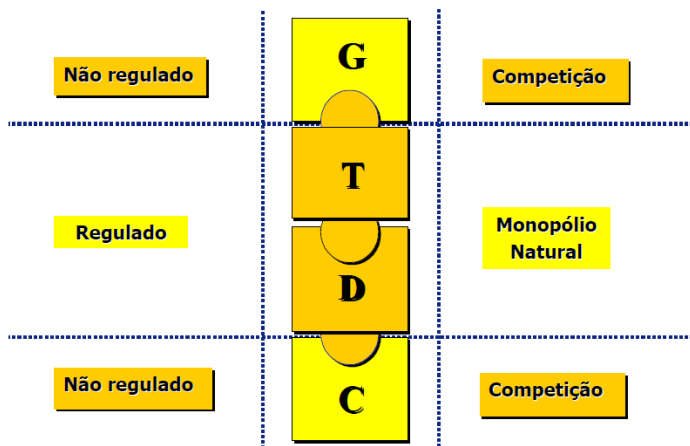
⁵⁶ LIMA, Fabio Almeida. A Regulação por Contratos no Setor Elétrico: O contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado – CCEAR e os leilões de energia. Monografia apresentada para conclusão do curso de pós-graduação e, Direito da Regulação e Defesa da Concorrência do Centro Universitário de Brasília, Brasília, 2006, p. 22.

⁵⁷ Art. 3º. O Poder Concedente homologará a quantidade de energia elétrica a ser contratada para o atendimento de todas as necessidades do mercado nacional, bem como a relação dos novos empreendimentos de geração que integrarão, a título de referência, o processo licitatório de contratação de energia.
(...)

§ 2º **No edital de licitação para novos empreendimentos de geração elétrica, poderá constar percentual mínimo de energia elétrica a ser destinada ao mercado regulado, podendo a energia remanescente ser destinada ao consumo próprio ou à comercialização para contratação livre.**” (destacou-se).

Figura 10 – As atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização e os ambientes regulado e livre

Fonte: ANEEL



A contratação no ambiente regulado se dá por meio de licitações realizadas pela ANEEL ou por entidades delegadas⁵⁸. Atualmente, os leilões são realizados pela CCEE, valendo lembrar que nos leilões relativos a empreendimentos existentes, existe um preço máximo fixado pelo MME, nos termos do artigo 19, § 2º do Decreto 5.163/04⁵⁹.

A contratação no ambiente livre, por sua vez, se dá livremente entre as partes, por meio de contratos negociados entre os interessados. Embora a energia destinada à distribuição para o mercado cativo seja obrigatoriamente negociada no ACR, a lei prevê que os Consumidores Livres podem desvincular-se da distribuidora de energia que atende sua região para adquirir energia diretamente de uma empresa geradora, tornando viável, assim, o ACL.

⁵⁸ “Art. 19. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observando as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados, prevista no art. 28.”

⁵⁹ “§ 2º O Ministério de Minas e Energia deverá definir o preço máximo de aquisição nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes.”

Figura 11 – ACR e ACL

Fonte: MME



Nesse cenário de contratações, vislumbra-se verdadeira evidência do dirigismo contratual hodiernamente vigente, traduzido nas limitações impostas pela Administração à liberdade de contratar. De fato, seja no ACR ou no ACL, em todos os contratos firmados pelos agentes do setor há certo dirigismo das avenças.

Nesse ponto, importante esclarecer que o dirigismo contratual é a expressão que designa a condução ou intervenção, pelo Estado, nos negócios contratuais. Segundo PAULO LUIZ NETO LÔBO:

“O primeiro entre os franceses (talvez o primeiro na doutrina estrangeira) a se utilizar da expressão 'dirigismo contratual' foi Louis Josserand, em artigo publicado na *Revue Trimestrielle de Droit Civil*, em 1937, sob o título *'Aperçu général des tendances*

actuelles de la théorie des contrats'. Nesse artigo Josseland faz a distinção da intervenção oficial entre dirigismo legislativo e dirigismo jurisprudencial. (...)

No Brasil, o Estado social instaurou-se com a Revolução de 1930, marcadamente com a Constituição de 1934. Em nossa época, após a superação da ética individualista, a liberdade contratual deu lugar a exigências legais por verdadeira justiça contratual (*'true contractual fairness'*, no dizer de Bernard Schwartz)⁶⁰.

Isto significa que toda intervenção do Estado na liberdade contratual das partes configura uma espécie de dirigismo contratual.

O dirigismo dos contratos surgiu com o intervencionismo, quando a intervenção do Estado na iniciativa privada passou a ser aceita. E para acompanhar as transformações sociais, o Direito adequou-se, absorvendo novos conceitos e disciplinando as novas relações. O campo do direito das obrigações e dos contratos foi o mais atingido por essas transformações “porque é através deles é que se regem as relações econômicas entre particulares (pessoas físicas ou jurídicas)”⁶¹.

Tanto é assim que atualmente observa-se o dirigismo contratual em todas as fases contratuais (formação, perfazimento e execução), “criando-se óbices à contratação, permitindo-se a ingerência de elementos e fatores externos, limitando-se, então, a vontade individual”⁶².

⁶⁰ LÔBO, Paulo Luiz Neto. “Dirigismo Contratual”, Revista de Direito Civil: imobiliário, agrário e empresarial, Ano 14, abril-junho de 1990, Volume 52, p. 65.

⁶¹ BITTAR, Carlos Alberto. “O Dirigismo Econômico e o Direito Contratual”, Revista dos Tribunais, Ano 68, Agosto de 1979, Vol. 526, p. 26.

⁶² BITTAR, Carlos Alberto. ob. cit. p. 28.

Nessa linha, como efeitos do dirigismo contratual, pode-se citar, inicialmente, o **dever de contratar ou *duty of contract***. Ocorre quando os indivíduos são obrigados a celebrar contrato quando verificadas determinadas circunstâncias previstas em lei.

Ainda, pode-se mencionar à **limitação à liberdade de determinação do conteúdo do contrato**, muito bem explicada pelo já citado autor PAULO LUIZ NETO LÔBO:

“A liberdade de determinar o conteúdo compreende a possibilidade para as partes contratantes de, recíproca e livremente, fixarem as cláusulas e condições do contrato, respeitados os limites gerais da lei para a existência, validade e a eficácia dos negócios jurídicos. Compreende, ainda, a liberdade de convencionar diferentemente das normas jurídicas positivas aplicáveis ao tipo de contrato escolhido. O legislador, para limitá-la ou excluí-la, estabelece cogentemente algumas ou todas as condições essenciais do contrato, chegando até mesmo a fixar a redação das cláusulas, inderrogáveis por vontade das partes.”

De outro lado, a **limitação à liberdade de escolher o tipo contratual** também é uma expressão do dirigismo contratual, verificada sempre que o Estado estabelecer rigidamente o tipo contratual para que determinadas relações se convertam em contrato. Há, assim, proibição de contratar fora do tipo determinado.

Por fim, pode-se citar ainda a **limitação à liberdade de conclusão do contrato**, ocorrente sempre que o Poder Público reduzir ou suprimir a liberdade de as partes escolherem com quem contratar, onde contratar e quando contratar.

Diante disso, inconteste que os contratos firmados no âmbito do setor elétrico sofrem grande intervenção estatal, em todas as modalidades supra mencionadas do dirigismo contratual.

Com efeito, verifica-se o *duty of contract* em relação aos contratos de prestação de serviços auxiliares que as geradoras são obrigadas a firmar com o ONS, por exemplo. Também o contrato de prestação de serviços de transmissão é obrigatório entre as transmissoras e o ONS, em mais uma evidência do dever de contratar existente no setor elétrico.

Além disso, e em relação à limitação da liberdade de determinação do conteúdo do contrato, pode-se citar como exemplo o contrato de uso da energia de reserva, cujo modelo foi fixado pela Resolução Normativa ANEEL nº 337/2008.

Por outro lado, constata-se a limitação à liberdade de escolha do tipo contratual na obrigação de as geradoras, transmissoras ou distribuidoras de energia elétrica vencedoras de licitações promovidas pela Administração Pública firmarem determinado tipo de contrato, nos termos do respectivo edital.

Ademais, também os contratos iniciais implicam limitação à liberdade de conclusão do contrato porquanto é o Poder Público quem define os termos inicial e final de vigência desses instrumentos.

Evidente, assim, que os contratos firmados pelos agentes do setor elétrico sofrem limitações e imposições do pelo Estado, o que se justifica dada a natureza essencial dos

serviços de energia elétrica. E referidos contratos, ao menos os mais relevantes, serão objeto do capítulo que se segue, com indicação de suas características principais e peculiaridades, muitas delas fruto do dirigismo contratual.

CAPÍTULO V - CONTRATOS DE ENERGIA NO NOVO MODELO:

PRINCIPAIS MODALIDADES

São exemplos de contratos celebrados no setor elétrico brasileiro sob influência de regras impostas pelo Estado:

- **Contratos de Concessão e atos de Permissão e Autorização:** celebrados ou outorgados pela Administração pública às empresas que executarão os serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica;
- **Contratos Iniciais:** celebrados entre as empresas geradoras e distribuidoras, em substituição aos antigos contratos de suprimento;
- **Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (“CCT”):** celebrado entre as geradoras, as distribuidoras e o agente transmissor;
- **Acordo Operativo:** é o documento integrante do CCT que especifica o conjunto de requisitos técnicos e procedimentos operacionais a serem seguidos pelas partes;
- **Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (“CUST”):** celebrado entre as distribuidoras, geradoras ou os consumidores livres e o agente transmissor;

- **Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (“CPST”)**: celebrado entre o ONS e cada concessionária prestadora de serviço público de transmissão de energia elétrica;
- **Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (“CCD”)**: celebrado entre geradoras e consumidores livres aos agentes de distribuição;
- **Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (“CUSD”)**: celebrado entre os geradores ou consumidores livres e os agentes de distribuição;
- **Contrato de Constituição de Garantia (“CCG”)**: celebrado entre o ONS e as concessionárias de transmissão e distribuição;
- **Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (“CPSA”)**: celebrado entre o ONS e as geradoras de energia elétrica;
- **Contrato de Energia de Reserva (“CER”)**: celebrado entre a CCEE, na qualidade de representante dos Usuários de Energia de Reserva, e cada vendedor de energia de reserva;
- **Contrato de Uso de Energia de Reserva (“CONUER”)**: firmado entre a CCEE e o Usuário de Energia de Reserva;
- **Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica**: celebrado entre vendedor e comprador, que podem variar conforme a modalidade do contrato, conforme será explicado mais adiante.

Figura 13 – Contratos firmados em cada processo do negócio de energia elétrica

Contrato	Geradoras	Transmissoras	Distribuidoras	Comercializadoras
Concessão/Permissão/ Autorização	X	X	X	
Contratos Iniciais	X		X	
CCT	X	X	X	X
Acordo Operativo	X	X	X	X
CUST	X	X	X	X
CPST		X		
CCD	X		X	X
CUSD	X		X	X
CCG	X	X	X	X
CPSA	X			
CER	X			X
CONUER	X			X
CCEAR	X	X	X (obrigatório)	X
CCVE	X	X		X

Com exceção do último modelo contratual, que será objeto de capítulo específico, serão indicados nos itens abaixo cada um dos referidos contratos, com uma breve descrição de seu objeto, finalidade e peculiaridades.

V.1) Contratos de Concessão, Atos de Permissão e Autorização

Os serviços públicos de energia elétrica estão disciplinados pela Lei nº 9.074/1995, e devem ser contratados e outorgados nos termos da Lei nº 8.987/1995, com aplicação subsidiária da Lei nº 8.666/1993.

Nesse sentido, a Lei 9.074/1995 determina as atividades que devem ser objeto de concessão, permissão ou autorização, nos seguintes termos:

“Art. 5º São objeto de concessão, mediante licitação:

I - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW e a implantação de usinas termelétricas de potência superior a 5.000 kW, destinados a execução de serviço público;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 1.000 kW, destinados à produção independente de energia elétrica;

III - de uso de bem público, o aproveitamento de potenciais hidráulicos de potência superior a 10.000 kW, destinados ao uso exclusivo de autoprodutor, resguardado direito adquirido relativo às concessões existentes.

(...)

Art. 6º As usinas termelétricas destinadas à produção independente poderão ser objeto de concessão mediante licitação ou autorização.

Art. 7º São objeto de autorização:

I - a implantação de usinas termelétricas, de potência superior a 5.000 kW, destinada a uso exclusivo do autoprodutor;

II - o aproveitamento de potenciais hidráulicos, de potência superior a 1.000 kW e igual ou inferior a 10.000 kW, destinados a uso exclusivo do autoprodutor.

Parágrafo único. As usinas termelétricas referidas neste e nos arts. 5º e 6º não compreendem aquelas cuja fonte primária de energia é a nuclear.

Art. 8º O aproveitamento de potenciais hidráulicos, iguais ou inferiores a 1.000 kW, e a implantação de usinas termelétricas de potência igual ou inferior a 5.000 kW, estão dispensadas de concessão, permissão ou autorização, devendo apenas ser comunicados ao poder concedente.

Art. 9º É o poder concedente autorizado a regularizar, mediante outorga de autorização, o aproveitamento hidrelétrico existente na data de publicação desta Lei, sem ato autorizativo."

Os prazos de concessões para a geração de energia elétrica é de 35 anos e, para a transmissão e a distribuição, de 30 anos. Referidos prazos podem ser prorrogados, no máximo, por igual período, conforme se trate de geração ou transmissão, a critério do Poder Concedente e nas condições estabelecidas no contrato.

V.2) Contratos Iniciais

Na fase de transição para o Novo Modelo, os anteriores contratos de suprimento de energia elétrica entre empresas foram substituídos por Contratos Iniciais, com tarifas fixadas pela ANEEL.

Tais instrumentos regulamentaram a transição de modelos, estabelecendo regras para aquisição de montantes de potência elétrica ao longo dos anos. O objetivo destes contratos era de fornecer um mínimo de segurança aos agentes de geração e de comercialização durante a transição de um modelo estatal e desprovido de concorrência para um novo modelo privatizado, onde a concorrência é a principal meta.

Nas palavras de CECILIA VIDIGAL MONTEIRO DE BARROS:

“Nos termos propostos, os contratos iniciais seriam alocados entre as empresas distribuidoras/comercializadoras com limite de 50% sobre o auto-suprimento (*self dealing*) a fim de levar empresas altamente integradas verticalmente a comprar de geradoras não pertencentes ao mesmo grupo econômico. O *self dealing* se caracteriza pela venda por uma geradora a empresa do mesmo grupo econômico, isto é, entre empresas direta ou indiretamente ligadas por poder de controle”.

Pela Resolução ANEEL nº 247, de 30 de julho de 1998⁶³, os contratos de suprimento existentes deveriam ser substituídos por contratos de uso do sistema de transmissão, contratos de conexão e contratos iniciais de compra e venda de energia. Foi prevista prioridade para

⁶³ Os Contratos Iniciais estão ainda contemplados nas Resoluções nº 267/98, nº 451/98, nº 141/99, nº 361/00, nº 444/00, nº 447/00, nº 044/01, nº 045/01, nº 173/01, nº 470/01 e nº 722/02 da ANEEL.

fornecimento às empresas do mesmo subsistema interligado da empresa adquirente. Não havendo energia suficiente, a compra deveria se efetuar, ainda de maneira prioritária, no mesmo sistema interligado.

Ainda de acordo com a mencionada Resolução da ANEEL, haveria contratos de demanda de potência e de energia, sendo que o contrato de potência seria em função do contrato de energia e do fator de carga mensal previsto do mercado atendido pela compradora.

Os Contratos Iniciais, assim, englobavam toda a geração e o consumo das distribuidoras, conforme previsão de 1998, e teriam vigência até 31 de dezembro de 2005, mas já a partir de janeiro de 2003 começariam a decrescer à taxa de 25% ao ano, conforme mostra a tabela:

Figura 14 – Contratos Iniciais

Fonte: Energia Cemig

ANO	%DOS CONTRATOS INICIAIS A DISPOSIÇÃO DOS DISTRIBUIDORES	% DAS NECESSIDADES A SEREM CONTRATADAS, PELOS DISTRIBUIDORES, BILATERALMENTE (*)
1999	100	0
2000	100	0
2001	100	0
2002	100	0 (**)
2003	75	25
2004	50	50
2005	25	75
2006	0	100

(*) Os balanços para cálculo dos valores a serem contratados consideraram uma previsão de carga própria. Qualquer variação desta carga deverá ser comercializada no MAE ou por contratos Bilaterais.

(**) O volume a ser contratado em 2002 é o mesmo do ano 2001. Logo, a partir de 2002, além de contratar a parte liberada dos contratos iniciais, a comercializadora deverá contratar também o seu acréscimo de mercado em relação ao ano de 2001.

De fato, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, indicava uma liberação gradual do mercado, com a descontratação de parcelas do montante total de energia fixados nos contratos iniciais. A liberação das energias contratadas entre as empresas de geração e concessionárias de distribuição seria progressiva, e a idéia era fazer com que o mercado, em 2006, estivesse completamente pronto para a competição livre de compra e venda de energia.

No entanto, o governo não contava com as conseqüências de um racionamento em 2001. Ao ser determinada uma disputa aberta para a contratação de energia, os atores daquele momento não pensavam em retração do consumo energético, em ausência de contratos para as novas obras hidrelétricas e em novos ventos para a política energética brasileira. Por conta disso, adveio a Lei nº 10.438/02 e o Decreto 4.767/03, que possibilitaram o aditamento dos Contratos Iniciais relativamente à descontratação de parcelas energia.

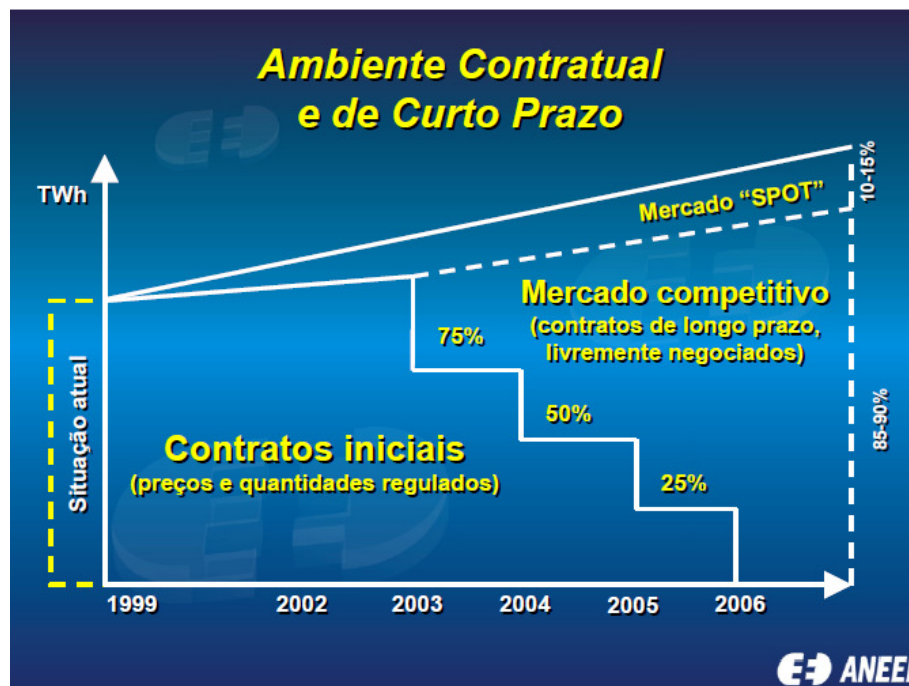
No mais, a Lei nº 9.648/98 previu, ainda, dentre outras medidas:

- A obrigatoriedade de adequação das relações contratuais mantidas pelas geradoras de energia às novas normas legais e à regulamentação do ONS em função das novas regras e formas de comercialização de energia elétrica;
- A segregação da geradora de energia (vendedor) e das concessionárias de distribuição (comprador);
- A regulamentação da compra e venda da energia considerando as mudanças advindas da criação do MAE e da transferência de funções desempenhadas pelo ONS;

- Prazo de duração dos Contratos Iniciais até 31 de dezembro de 2005, ocasião em que a compra de energia passou a ser realizada pelo MAE e por meio de contratos bilaterais;
- A necessidade de celebração de contratos de conexão do parque gerador ao sistema de transmissão, bem como de contratos de uso do referido sistema; etc.

Figura 15 – Descontratação da energia dos Contratos Iniciais

Fonte: ANEEL



V.3) CCT – Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão

Para conectar-se às instalações de transmissão, os interessados devem celebrar contrato de conexão com os concessionários detentores dessas instalações, ou CCT. Trata-se de contrato firmado entre a concessionária de serviço público de transmissão de energia

elétrica (transmissora) e a empresa usuária dos serviços de transmissão, podendo ser uma concessionária de geração ou distribuição de energia elétrica, ou um Consumidor Livre (usuária), com interveniência do ONS, que estabelece as condições, procedimentos, responsabilidades técnico-operacionais e comerciais relativamente à conexão da usuária com as instalações do SIN.

Regulado pelas disposições das Leis n. 9.074/95 e 9.648/98, regulamentadas respectivamente pelos Decretos n. 1.717/95 e 2.655/98, pelas Resoluções da ANEEL e pelos Procedimentos de Rede⁶⁴, o CCT tem como principais características e cláusulas:

- Prazo de vigência: desde a data de sua celebração até a extinção da concessão da usuária ou da transmissora, o que ocorrer primeiro, quando aquela for geradora ou distribuidora de energia elétrica; ou enquanto a usuária estiver conectada à rede básica do SIN ou até a extinção da concessão da transmissora, quando a usuária for um Consumidor Livre;
- Condição suspensiva: a execução das obrigações e dos compromissos previstos no CCT fica condicionada à assinatura, pela usuária, do CUST;
- Condição resolutiva: a usuária se compromete a firmar, até o termo *a quo* do CCT, um CCG, sendo que na hipótese de tal contrato não ser celebrado em até 30 dias, o CCT

⁶⁴ Documento elaborado pelo ONS, com a participação dos agentes e aprovado pela ANEEL, que estabelece os procedimentos e os requisitos técnicos para o planejamento, a implantação, o uso e a operação do sistema de transmissão, as penalidades pelo descumprimento dos compromissos assumidos pelos diversos agentes usuários do sistema de transmissão, bem como as responsabilidades do ONS e de todos os Usuários.

ficará suspenso e, após esse prazo, será rescindido, sujeitando a usuária ao ressarcimento das eventuais perdas e danos da transmissora;

- Exigências Operacionais: as partes obrigam-se a respeitar os Procedimentos de Rede e o Acordo Operativo e a avaliar permanentemente as condições operativas dos pontos de conexão⁶⁵ que são objeto do CCT, de forma a atender os requisitos mínimos exigidos pela lei;

- Encargos de Conexão: montante que usuária paga à transmissora, em relação a cada mês de uso da conexão, para cobrir os custos incorridos pela transmissora com o projeto, a construção, os equipamentos, a medição, a operação e a manutenção dos pontos de conexão, e que pode ser revisto a qualquer tempo quando comprovado o impacto na variação dos custos, inclusive em razão da criação, alteração ou extinção de tributos;

- Encargos de mora: devidos no caso de inadimplência da usuária em relação ao pagamento dos encargos de conexão, são usualmente fixados em juros moratórios de 12% ao ano e multa moratória de 2% sobre o valor devido;

- Responsabilidade das partes: a transmissora obriga-se a disponibilizar a conexão da usuária ao sistema de transmissão, sujeitando-se as penalidades e/ou encargos previstas na legislação pertinente caso descumpra tal obrigação; a usuária, por sua vez, ao pagamento dos encargos de conexão. As partes ainda se obrigam pelo pagamento de indenizações por danos diretos causados a consumidores finais, de modo rateado e

⁶⁵ Equipamento ou conjunto de equipamentos de propriedade da Transmissora ou da Usuária que se destina a estabelecer conexão elétrica na fronteira entre os sistemas das partes.

seguindo o processo de ressarcimento do ONS, caso a responsabilidade por esses danos não possa ser exclusiva e comprovadamente atribuída a um membro associado do ONS⁶⁶;

- Qualidade da energia: responsabilidade das partes pela qualidade da energia elétrica dentro dos limites de desempenho de seus sistemas;
- Confidencialidade: as partes concordam que todas as informações e dados disponibilizados no curso do CCT são confidenciais e não podem ser divulgados a terceiros sem que a outra parte aprove previamente.

V.4) ACORDO COPERATIVO

É o documento que complementa as definições, atribuições, responsabilidades e procedimentos estabelecidos no CCT e nos Procedimentos da Rede, necessários ao relacionamento operacional entre a transmissora e a usuária, referentes aos pontos de conexão.

Nele devem estar especificados:

- O CCT a que se refere;

⁶⁶ Agentes de geração com usinas despachadas centralizadamente, os agentes de transmissão, agente importador, agente exportador, os agentes de distribuição e os consumidores livres, nas condições definidas pelo artigo 8º do Estatuto do ONS.

- A estrutura de operação das empresas, responsável pela execução da coordenação, supervisão, controle e comando da operação do sistema ao qual a usuária está conectada, especificando o órgão de cada empresa e o pessoal credenciado responsável por essas atividades;
- A codificação dos equipamentos de fronteira e os diagramas das instalações da transmissora onde se encontram os pontos de conexão;
- Os meios de comunicação postos à disposição das partes para o relacionamento operacional;
- As definições de intervenções e desligamentos que serão utilizadas para a programação e análise da operação;
- Os procedimentos operacionais a serem seguidos em regime normal de operação;
- Os aspectos de segurança pessoal e outros procedimentos a serem seguidos para garantir segurança durante a execução dos serviços;
- Demais particularidades sobre os pontos de conexão e os dados da empresa responsável pela manutenção desses pontos.

V.5) CUST – Contrato de Uso do Sistema de Transmissão

É o contrato celebrado entre o ONS, as transmissoras e a usuária (geradora, distribuidora ou consumidor livre) que estabelece as regras para: (i) utilização do sistema de transmissão pela usuária, incluindo a prestação dos serviços de transmissão pelas transmissoras e a prestação, pelo ONS, dos serviços de coordenação e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos interligados, das interligações internacionais e de administração dos serviços de transmissão prestados pelas transmissoras; e (ii) a administração, pelo ONS, da cobrança e da liquidação dos chamados encargos de uso da transmissão e a execução do sistema de garantias, atuando por conta e ordem das transmissoras.

Trata-se de contrato regulado pelas disposições das Leis n. 9.074/95, 9.648/98 e 10.848/04, regulamentadas respectivamente pelos Decretos n. 1.717/95, 2.655/98 e 5.163/04, pelas Resoluções da ANEEL e pelos Procedimentos de Rede, e que tem como principais características e cláusulas:

- Documentos complementares: são considerados documentos integrantes do CUST, independentemente de anexação, o Contrato de Concessão celebrado entre a União e a usuária ou Autorização outorgada pela ANEEL à usuária, e o Parecer de Acesso (documento com a definição das condições de acesso emitido pelo ONS ou pelas concessionárias de distribuição para conexões fora da rede básica do SIN);
- Prazo de vigência: desde a data de sua celebração até a data de sua rescisão ou a data da extinção da concessão ou autorização da usuária, quando esta for geradora,

importadora ou distribuidora de energia elétrica; ou a data de sua rescisão ou enquanto a usuária estiver conectada à rede básica do SIN quando esta um Consumidor Livre ou Exportadora;

- Condição suspensiva: a execução das obrigações e dos compromissos previstos no CUST fica condicionada à assinatura, pela usuária, do CCT;
- Condição resolutiva: a usuária se compromete a escolher, até o termo *a quo* do CUST, firmar um CCG ou apresentar Carta de Fiança, sendo que na hipótese de tais garantias não serem apresentadas em até 30 dias, o CUST ficará suspenso e, após esse prazo, será rescindido, sujeitando a usuária ao ressarcimento dos custos incorridos para possibilitar a prestação dos serviços avançados no CUST;
- Montantes de Uso: montantes, em megawatts (MW), da potência média integralizada, que são contratados pela usuária de acordo com regulamentação da ANEEL e que podem ser incrementados, condicionados à disponibilidade do sistema de transmissão;
- Exigências Operacionais: as partes obrigam-se a respeitar os Procedimentos de Rede e a usuária se obriga a disponibilizar ao ONS as informações e dados necessários para a operação do sistema;
- Encargos de Uso do Sistema de Transmissão: montante que usuária paga mensalmente à transmissora pela prestação dos serviços de transmissão e ao ONS pelos serviços por ele prestados, calculados em função da tarifa de uso da transmissão e do Montante de Uso. São pagos pela usuária também eventuais ultrapassagens do Montante de Uso e

sobrecargas⁶⁷ em instalações e equipamentos das transmissoras. Os encargos em questão são reajustados pela ANEEL e podem ser revistos em razão da criação, alteração ou extinção de tributos;

- Encargos de mora: devidos no caso de inadimplência da usuária em relação ao pagamento dos encargos de uso do sistema de transmissão, são usualmente fixados em juros moratórios de 12% ao ano e multa moratória de 2% sobre o valor devido e devem ser pagos às transmissoras e ao ONS proporcionalmente aos valores cabíveis a cada um, conforme definido nas respectivas cobranças;
- Responsabilidade das partes: as partes se responsabilizam pelo pagamento de indenizações por danos diretos causados a consumidores finais, de modo rateado e seguindo o processo de ressarcimento do ONS, caso a responsabilidade por esses danos não possa ser exclusiva e comprovadamente atribuída a um membro associado do ONS ou a um usuário com CUST;
- Qualidade da energia: responsabilidade das partes pela qualidade da energia elétrica dentro dos limites de desempenho de seus sistemas, sujeitando-se às penalidades pelo não cumprimento;
- Mandato do ONS: a usuária deve se reportar ao ONS para assuntos relacionados ao CUST haja vista a autorização, das Transmissoras, feita nos CPST.

⁶⁷ Operação de um equipamento com carregamento acima de sua capacidade normal, conforme estabelecido nos Procedimentos de Rede.

V.6) CPST – Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão

Contrato celebrado entre a transmissora e o ONS que regula: (i) as condições de administração e coordenação, pelo ONS, da prestação de serviços de transmissão pela transmissora aos usuários; e (ii) a autorização ao ONS para representar a transmissora nos CUST.

Disciplinado pelas disposições das Leis n. 9.074/95 e 9.648/98, regulamentadas respectivamente pelos Decretos n. 1.717/95, 2.655/98 e 5.081/04, pelas Resoluções da ANEEL e pelos Procedimentos de Rede, e que tem como principais características e cláusulas:

- Cláusula-Mandato: a transmissora autoriza o ONS a praticar todos os atos necessários e suficientes para representá-la perante os usuários nos CUST; atuar, por conta e ordem desta, para apurar, administrar a cobrança e a liquidação dos encargos de uso do sistema de transmissão; atuar, por conta e ordem da transmissora, para apurar, administrar a cobrança e a liquidação dos encargos setoriais, constituídos nos termos das Resoluções ANEEL n. 074/04 e 127/04; e representá-la perante os usuários nos CCG;
- Exigências Gerais: a transmissora deve permitir que novas conexões às instalações de transmissão sempre que instruída pelo ONS em conformidade com os Procedimentos de Rede, mediante o estabelecimento de CCT e CUST;

- Exigências Operacionais: as partes obrigam-se a respeitar os Procedimentos de Rede e garantem ao ONS a exclusividade pelo controle da operação das instalações da rede básica do SIN, de propriedade da transmissora;
- Fiscalização pelo ONS: O ONS terá o direito de verificar qualquer informação fornecida pela transmissora sob o CPST, inclusive inspecionar relatórios e rever compilações de dados, pelo que a transmissora autoriza, a qualquer tempo, o acesso do ONS ou de terceiros por ele designados às instalações de transmissão;
- Remuneração pela Prestação dos Serviços: a transmissora, pela prestação dos serviços de transmissão de energia elétrica, tem o direito de receber dos usuários, em relação a cada mês de contrato, por meio dos CUST, um duodécimo da Receita Anual Permitida referente à rede básica do SIN, em conformidade como que consta no Contrato de Concessão referente às instalações de transmissão;
- Condições de Cobrança: o pagamento mensal definido acima, devido pelos usuários à transmissora pela prestação dos serviços de transmissão, será realizado em 3 (três) vencimentos, cada um equivalente a 1/3 (um terço) do valor global devido, com exceção dos Consumidores Livres ou Potencialmente Livres que efetuarão o pagamento em um só vencimento, nas condições definidas nos CUST;
- Encargos de Mora: no caso de atraso dos pagamentos devidos por qualquer usuário, incidirão sobre as parcelas em atraso os acréscimos moratórios previstos nos CUST;

- Caso Fortuito ou Força Maior: caso a transmissora não possa cumprir qualquer de suas obrigações por motivo de caso fortuito ou força maior (a ser devidamente comprovada perante o ONS), o CPST permanecerá em vigor, e a transmissora não responderá pelas conseqüências do não cumprimento das obrigações durante o tempo da duração do evento;

- Responsabilidade das Partes: as partes se responsabilizam pelo pagamento de indenizações por danos diretos causados a consumidores finais, de modo rateado e seguindo o processo de ressarcimento do ONS, caso a responsabilidade por esses danos não possa ser exclusiva e comprovadamente atribuída a um membro associado do ONS ou a um usuário com CUST.

V.7) CCD – Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição

É o contrato celebrado entre o consumidor e concessionária de prestação de serviço público de distribuição (distribuidora), que estabelece os termos e as condições para a conexão da unidade consumidora ao sistema de distribuição de energia elétrica, bem como os correspondentes direitos e obrigações das partes.

O CCD estabelece as responsabilidades pela implantação, operação e manutenção das instalações de conexão e respectivos encargos, bem como as condições técnicas e comerciais para a conexão da unidade consumidora (UC) à rede de distribuição.

É aplicado às unidades consumidoras enquadradas na condição de Consumidor Livre/Especial, Consumidor Potencialmente Livre e Geradores conectados ao SIN e tem como principais características e cláusulas as mesmas já citadas em relação ao CCT.

V.8) CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição

Contrato celebrado entre o usuário e a distribuidora, estabelece os termos e as condições para o uso do sistema de distribuição e os correspondentes direitos e obrigações das partes. Em outras palavras, o CUSD prevê as condições gerais do serviço a ser prestado, com tarifa regulada, os montantes de uso contratados por ponto de conexão, bem como as condições técnicas e comerciais a serem observadas para o uso do sistema de distribuição.

É aplicado às unidades consumidoras enquadradas na condição de Consumidor Livre/Especial, Consumidor Potencialmente Livre e Geradores conectados ao sistema e tem como principais características e cláusulas as mesmas já citadas em relação ao CUST.

V.9) CCG – Contrato de Constituição de Garantia

O CCG é o contrato firmado entre o ONS, as distribuidoras ou transmissoras – representadas pelo ONS, nos termos da Cláusula-Mandato do CPST –, conforme o caso, a usuária e o banco gestor da conta garantia (gestor) e tem por objetivo estabelecer os termos e condições da garantia de pagamento e fiel cumprimento das obrigações previstas em um CCT/CCD ou CUST/CUSD.

Para tanto, é previsto um Mecanismo de Garantia que funciona do seguinte modo: no caso de inadimplência pela usuária, a transmissora ou o ONS, conforme o caso, informa a usuária para que quite seu débito dentro do prazo fixado. Não havendo o pagamento, a transmissora deve comunicar tal fato ao ONS para que ele comunique o gestor e solicite seja acionado o Mecanismo de Garantia.

Tal mecanismo prevê que o gestor, na data do recebimento da instrução do ONS, atuando como mandatário especial do ONS e das transmissoras, efetuará bloqueio da conta corrente centralizadora (de titularidade da usuária, mantida junto ao gestor, e utilizada para recebimento de créditos da usuária) e transferirá os recursos para a conta corrente especial, que poderá ser sacada pela transmissora ou pelo ONS.

Acionada a garantia, os recursos suficientes para quitação do débito deverão ser providenciados no prazo de até 5 (cinco) dias, sendo que ultrapassado esse prazo, a critério do ONS e das transmissoras, poderá ser exigida novas garantias.

O ONS e as transmissoras responsabilizam-se civil e penalmente pelos prejuízos que venham a ser causados à usuária em decorrência de falsa emissão de aviso para acionamento do Mecanismo de Garantia. Por outro lado, a usuária arca com todas as despesas contraídas ou incorridas em razão do CCG.

V.10) CPSA – Contrato de Prestação de Serviços Ancilares

O CPSA é o instrumento contratual celebrado entre o ONS e a concessionária ou autorizada de serviço público de energia elétrica ou consórcio de empresas geradoras de

energia elétrica (geradora) que visa regular a administração e coordenação, por parte do ONS, da prestação ao SIN de Serviços Anciliares.

Serviços Anciliares que são aqueles prestados mediante a utilização de equipamentos ou instalações do SIN que possibilitam viabilizar a operação do sistema nos padrões de qualidade, segurança e confiabilidade exigidos. São necessários ao sistema de geração e transmissão para manter o fluxo de potência estável e seguro. Esses serviços especiais são exigidos pelo ONS, essencialmente, para garantir a continuidade e a qualidade do suprimento de energia.

Tais serviços visam, assim, fornecer ou absorver energia reativa, destinada ao controle de tensão da rede de operação, de modo a mantê-los dentro dos limites de variação estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

Os Serviços Anciliares envolvem: (i) Compensador Síncrono, que é a máquina que fornece ou absorve potência reativa; (ii) Controle Secundário de Frequência, que é o controle realizado pelas unidades geradoras participantes do controle automático de geração – CAG, destinado a restabelecer a frequência do sistema e os intercâmbios de potência ativa ao seu valor programado; (iii) Auto-Restabelecimento, que é a capacidade que tem uma unidade geradora ou usina geradora de sair de uma condição de parada total para uma condição de operação independentemente de fonte externa para alimentar seus serviços auxiliares; e (iv) Sistema Especial de Proteção – SEP, sistema que a partir da detecção de uma condição anormal de operação realiza ações automáticas para preservar a integridade do SIN, dos equipamentos ou das linhas de transmissão.

Regido pela Lei nº 9.648/98, regulamentada pelos Decretos n. 2.655/98 e 5.081/04, pelas Resoluções da ANEEL e pelos Procedimentos de Rede, e que tem como principais características e cláusulas:

- Prazo de Vigência: o CPSA entra em vigor na data de sua assinatura e permanece válido até a extinção da concessão ou autorização da geradora;
- Condição suspensiva: a execução das obrigações e dos compromissos previstos no CPSA fica condicionada à assinatura, pela geradora, do CUST com o ONS;
- Exigências Operacionais: as partes obrigam-se a respeitar os Procedimentos de Rede e a geradora se compromete a atender o ONS sempre que este solicitar a prestação de Serviços Anciliares e a deixar disponíveis ao SIN os equipamentos referentes aos serviços Anciliares de Controle Secundário de Frequência e de Sistema Especial de Proteção;
- Fiscalização pelo ONS: O ONS terá o direito de verificar qualquer informação fornecida pela geradora sob o CPSA, inclusive inspecionar relatórios e rever compilações de dados;
- Remuneração pela Prestação dos Serviços: a geradora, pela prestação dos Serviços Anciliares de suporte reativo por meio de Compensadores Síncronos terá direito a receber, em base mensal, por meio da CCEE, via encargo de serviços do sistema (“ESS”), o valor em Reais, em função do montante de energia reativa apurado e da tarifa de serviços anciliares (“TSA”) estabelecida pela ANEEL. Por outro lado, pela

prestação dos Serviços Anciliares de Controle Secundário de Freqüência, de Auto-Estabelecimento ou Sistema Especial de Proteção, a geradora terá direito a receber, em base mensal, por meio da CCEE, via ESS, a remuneração referente aos custos de operação e manutenção dos seus equipamentos;

- Caso Fortuito ou Força Maior: caso alguma das partes fique impossibilitada de cumprir qualquer de suas obrigações por motivo de caso fortuito ou força maior, o CPSA permanecerá em vigor, ficando a obrigação afetada suspensa por tempo igual ao de duração do evento e seus efeitos;
- Responsabilidade das Partes: a Geradora e o ONS sujeitam-se às penalidades previstas na legislação pertinente pelo descumprimento de suas obrigações previstas no CPSA.

V.11) CER e CONUER – Contrato de Energia de Reserva e Contrato de Uso de Energia de Reserva

No momento em que o preço da energia alcançou seu pico e os reservatórios das hidrelétricas encontravam-se em nível inferior ao necessário para evitar um possível novo racionamento, o governo federal informou que realizaria leilões para a contratação de energia elétrica de reserva. Após contratada, essa energia só poderia ser utilizada em caso de escassez de chuvas e outros problemas de oferta.

A energia de reserva encontra-se prevista na Lei nº 10.848/04. De acordo com a lei, o Poder Concedente pode definir reserva de capacidade de geração a ser contratada e os custos de tal contratação devem ser rateados entre todos os usuários finais de energia elétrica

do SIN, incluindo consumidores livres e especiais e os autoprodutores com relação à parcela de energia decorrente da interligação com o SIN. O objetivo da contratação de energia de reserva é aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica no SIN.

O Decreto n.º 6.353/08, regulamentou a contratação de energia de reserva. Conforme previsto no Decreto, a energia de reserva deve ser contratada mediante leilões promovidos pela ANEEL, direta ou indiretamente, conforme diretrizes do MME. Para a realização de tais leilões, o MME definirá o montante total de energia de reserva a ser contratada, com base em estudos da EPE. O Decreto estabelece, ainda, que a energia de reserva deve ser contabilizada e liquidada exclusivamente no mercado de curto prazo da CCEE e a sua contratação deve ser formalizada mediante a celebração de CER entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, como representante dos agentes de consumo.

A Resolução ANEEL n. 337 estabelece as disposições relativas à contratação de energia de reserva. Tal resolução disciplina diversos pontos associados à regulamentação da contratação de energia de reserva, tais como: a forma de rateio dos custos de contratação dessa energia; a aplicação de penalidades, em caso de inadimplência, aos agentes que deverão arcar com o ônus da contratação; a definição das diretrizes para gestão da Conta de Energia de Reserva pela CCEE; a atuação da CCEE no arranjo comercial concebido; a criação de um fundo de garantia para assegurar o pagamento integral dos agentes de geração envolvidos nessa contratação; a forma de cobrança do encargo de energia de reserva (EER) e o tratamento da energia de reserva na liquidação financeira do mercado de curto prazo.

A nova regulamentação também estabelece o modelo do Contrato de Uso da Energia de Reserva (CONUER), que permite a adesão integral às disposições desse contrato pela

CCEE e pelos usuários da energia de reserva. O contrato regulamenta ainda a administração, pela CCEE, da cobrança do EER, além de definir o processo de liquidação financeira relativa à contratação dessa energia.

O EER é decorrente do processo de contratação desta energia e passou a ser cobrado de todos os usuários do SIN, a partir de 2009. O encargo é apurado de acordo com a Resolução Normativa da Aneel, nº 337/2008. A liquidação financeira do EER é realizada pela CCEE e inclui todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, considerando os custos administrativos, financeiros e tributários, que serão rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres e aqueles referidos no § 5º do art. 26 da Lei no 9.427/96, e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN.

A CCEE é também a instituição responsável por recolher o encargo, que é depositado em conta destinada exclusivamente para o custeio do EER – a CONER, conforme as seguintes diretrizes: (i) receber o EER; (ii) efetuar os pagamentos devidos aos agentes vendedores, nos termos dos CER; (iii) receber os valores pagos a título de penalidades relativas à energia de reserva; (iv) receber os valores relativos à inadimplência no pagamento do EER.

CAPÍTULO VI – CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

VI.1) Considerações Gerais

Nas palavras de RICARDO GOBBI LIMA:

“Às vezes coloca-se em dúvida o tratamento que pode ser dado à energia elétrica, argumentando tratar-se de um monopólio natural, não podendo haver separação entre o mercado físico e o contratual/financeiro. Nega-se que possa ser dado à energia elétrica o tratamento de *commodity*. No entanto, a energia elétrica é uma *commodity*, apesar de não poder ser estocada na sua forma final de uso. A medida de energia é padronizada, seus contratos podem ser padronizados e assim negociados livremente. É fungível, no sentido de que pode ser livremente trocada ou substituída por outra de mesma natureza, ou por outro contrato. No caso do mercado brasileiro, isso é ainda mais evidente: existe uma clara separação entre o mundo físico (do despacho – gerido pelo ONS, que determina quais usinas devem produzir a cada momento) e o contratual, cujos registros e liquidações se dão no ambiente da CCEE, sucessora do MAE. A existência de um contrato de compra e venda não significa que haja entrega física associada.”⁶⁸

Nesse sentido, o ponto de contato entre os dois mundos referidos pelo autor – o físico e o contratual – é a CCEE, que registra todos os contratos de compra e venda de energia elétrica e todas as medições.

⁶⁸ Conforme Ricardo Giobbi Lima in LANDAU, Elena et al. Ob. cit., p. 369.

O processo de comercialização de energia elétrica ocorre de acordo com os parâmetros estabelecidos pela Lei nº 10.848/04, pelos Decretos nº 5163/04 e nº 5.177/04 (o qual instituiu a CCEE), e pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/04, que instituiu a Convenção de Comercialização de Energia Elétrica.

As relações comerciais entre os agentes produtores e consumidores de energia elétrica são regidas predominantemente por contratos de compra e venda de energia, e todos os contratos celebrados entre os agentes no âmbito do SIN devem ser registrados na CCEE⁶⁹.

Os contratos de compra e venda de energia, dada a peculiaridade do bem transacionado, possuem algumas características próprias, somente verificadas nesse tipo contratual. Realmente, referidos contratos levam em conta que:

- A energia elétrica não é entregue pelo vendedor ao comprador em razão da dualidade existente entre mundo contratual e mundo físico. Nesses termos, o art. 7º, § 1º da Resolução ANEEL nº 109 dispõe que “Os contratos registrados na CCEE não implicam, necessariamente, compromisso de entrega física de energia elétrica por parte dos Agentes Vendedores, podendo a energia ser entregue por outro Agente da CCEE, mesmo neste caso, e para todos os efeitos, a responsabilidade contratual pela entrega da energia continua sendo do respectivo agente vendedor referido no contrato”;

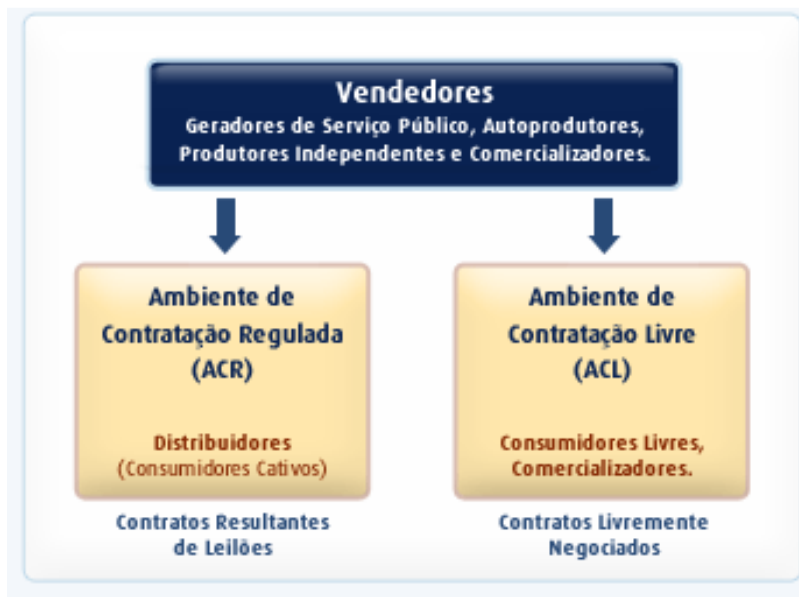
⁶⁹ Esse registro inclui apenas as partes envolvidas, os montantes de energia e o período de vigência. Os preços de energia dos contratos não são registrados na CCEE, sendo utilizados especificamente pelas partes envolvidas em suas liquidações bilaterais.

- A efetiva geração de energia, nas plantas interligadas ao sistema, é controlada e centralizada pelo ONS;
- Quando despachada, a planta geradora injeta energia no SIN em um ponto de conexão diferente daquele pelo qual a energia é retirada pelo comprador;
- O comprador retira energia elétrica do SIN segundo suas necessidades de consumo, independentemente da efetiva geração de energia pelo vendedor;
- A CCEE contabiliza os volumes vendidos e gerados, bem como os comprados e retirados; apura os saldos devedores ou credores ao preço de curto prazo e liquida essas diferenças no SCL.

Além disso, os contratos de compra e venda de energia elétrica ainda precisam levar em consideração as peculiaridades específicas do ambiente de contratação em que foram firmados. De fato, e como já mencionado neste trabalho, o Novo Modelo do setor elétrico define que a comercialização de energia elétrica é realizada em dois ambientes de mercado, o ACR e o ACL:

Figura 16 – Compra e Venda de Energia

Fonte: CCEE



A contratação no ACR é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados **Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado** (“**CCEAR**”), celebrados entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica.

Já no ACL, há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, Consumidores Livres, importadores e exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais, conhecidos por **Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica** (“**CCVE**”), *Power Purchase Agreement* (“**PPA**”) ou **Contrato de Compra de Energia no Ambiente de Contratação Livre** (“**CCEAL**”).

Figura 17 – Matriz Comparativa: Consumidor Cativo x Consumidor Livre

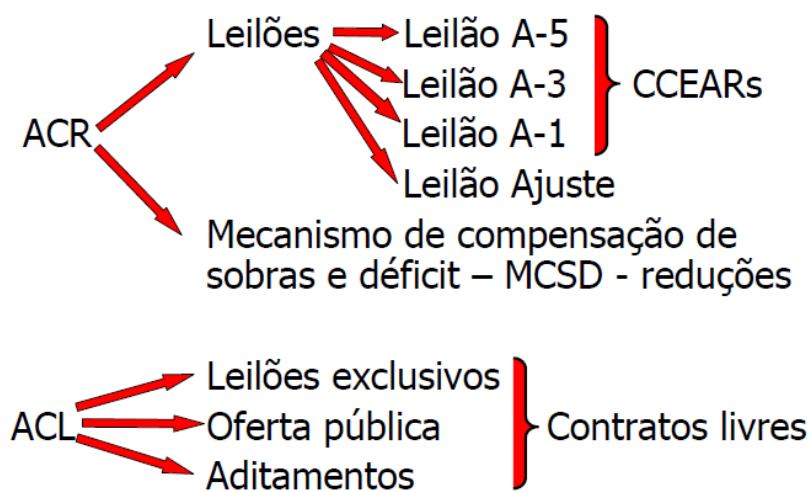
Matriz Comparativa – Consumidor Cativo x Consumidor Livre		
Item	Consumidor Cativo (ACR)	Consumidor Livre (ACL)
Tipo de Contrato	CCEAR	CCVE
Contratos de Energia	Único com concessionária	Quantos forem necessários com quem quiser
Gestão de Energia	Sem possibilidade	Fundamental para auferir ganhos
Regulação do Mercado	Isonômica, ambos os mercados estão bem regulados	Isonômica, ambos os mercados estão bem regulados
Prazo de contratação	Mínimo de 12 meses	Pactuado
Contração Parcial	Não aplicável	Sim, Consumidor Parcialmente Livre e/ou diferença a ser contratada mensalmente no mercado spot
Garantia do Suprimento	Idêntica, pelo SIN	Idêntica, pelo SIN
Rescisão/Multa Contratual	Regulada	Pactuada
Prazo de Denúncia	180 dias usual	Pactuada
Preço da Energia	Tarifa, valor regulado pela ANEEL	Economia estimada na contratação de longo prazo e/ou curto prazo
Reajuste do Preço	Imprevisível, de acordo com	Previsível, pactuada

	um conjunto de variáveis apresentado anualmente pela concessionária ao órgão regulador	
Pagamento do Consumo	Pelo uso	Take or Pay com flexibilidade
Qualidade da Energia	Idêntica	Idêntica

Ainda no ambiente de compra e venda de energia elétrica, verifica-se a existência de outros dois tipos contratuais relevantes: o **Contrato de Compra de Energia Incentivada** (“CCEI”) e o **Contrato de Compra e Venda de Energia de Ajuste** ou **Contrato de Leilão de Ajuste** (“CLA”).

Figura 18 – Contratação no ACR e no ACL

Fonte: ANEEL



Nesse sentido, e consideradas as peculiaridades de cada um dos contratos mencionados, é possível enumerar um determinado número de características e cláusulas padrão dos referidos contratos, conforme será adiante demonstrado.

VI.2) CCEAR – Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado

As concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, por meio de licitação na modalidade de leilões⁷⁰, devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no ACR, de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº 5.163/04 e artigo 2º da Lei nº 10.848/04.

À ANEEL cabe a regulação das licitações para contratação regulada de energia elétrica, e a realização do leilão diretamente ou por intermédio da CCEE, conforme previsto no parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº 10.848/04.

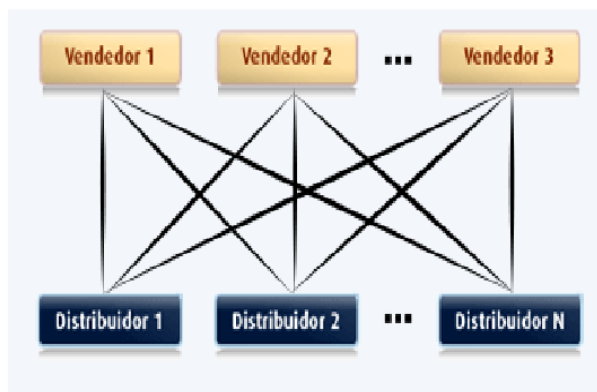
O critério de menor tarifa (inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/04) é utilizado para definir os vencedores de um leilão, ou seja, os vencedores do leilão serão aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por MW/hora para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Os CCEARs serão, então, celebrados entre os vencedores e as distribuidoras que declararam necessidade de compra para o ano de início de suprimento da energia contratada no leilão.

⁷⁰ “Se considerarmos “A” como o ano previsto para o início do suprimento de energia elétrica adquirida pelos Agentes de Distribuição nos leilões de energia, o cronograma para a realização dos leilões é o seguinte:
- No quinto ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 5), é realizado o leilão para compra de energia de novos empreendimentos de geração;
- No terceiro ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 3), é realizado o leilão para aquisição de energia de novos empreendimentos de geração;
- No ano anterior ao ano “A” (chamado ano “A” - 1), é realizado o leilão para aquisição de energia de empreendimentos de geração existentes.” (www.ccee.org.br).

Assim, os CCEARs são os contratos bilaterais celebrados entre cada agente vendedor, vencedor de um determinado leilão de energia do ACR, e todos os agentes de distribuição compradores, conforme demonstrado na figura seguinte:

Figura 19 – Leilões do ACR

Fonte: CCEE



O CCEAR possui, geralmente, longo prazo de vigência, sendo que para cada tipo de leilão há CCEARs com prazos específicos de duração:

- Para os leilões de compra de energia provenientes de novos empreendimentos (energia nova), os CCEARs têm no mínimo 15 (quinze) e no máximo 30 (trinta) anos, contados do início do suprimento de energia;
- Para os leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes (energia velha), os CCEARs têm no mínimo 5 (cinco) e no máximo 15 (quinze) anos de duração, contados a partir do ano seguinte ao da realização de tais leilões.

Nos leilões de energia nova, o CCEAR atua como uma convenção associada à outorga para exploração de empreendimento hidrelétrico ou termelétrico. Tanto é assim que por expressa disposição contratual, o contrato de concessão ou o ato de autorização é tido como parte integrante do CCEAR, como se nele estivesse transcrito. Ocorre, portanto, típica contratação coligada, sendo a partir do CCEAR que se concebe a pessoa jurídica que será titular de concessão ou autorização para geração de energia elétrica.

Já os leilões de energia velha têm por objetivo a venda de energia elétrica proveniente das centrais geradoras para atendimento das necessidades de mercado das distribuidoras. O CCEAR firmado nesse tipo de leilão se diferencia daqueles celebrados em leilão de energia nova por ser contrato tipicamente autônomo, totalmente desvinculado da concessão ou autorização para exploração de empreendimento de geração de energia elétrica.

Importante lembrar que a energia contratada por meio do CCEAR não implica a sua entrega física pelo vendedor ao comprador. O montante de eletricidade contratado pode ser entregue ao comprador por qualquer agente da CCEE ligado ao SIN. Assim, o vendedor é contratualmente responsável pela entrega da energia, ainda que tal entrega seja efetuada por outrem.

Registre-se que existem duas modalidades de CCEAR: os contratos por quantidade de energia e os contratos por disponibilidade de energia:

- Os contratos de quantidade de energia são aqueles nos quais os riscos hidrológicos da operação energética são assumidos totalmente pelos geradores, cabendo a eles todos os custos referentes ao fornecimento da energia contratada. Isso significa que se

houver falha no suprimento, o vendedor (geradoras) deverá adquirir energia elétrica por meio de contratos bilaterais de compra e venda de energia;

- Os contratos de disponibilidade de energia são aqueles nos quais tanto os riscos, como os ônus e os benefícios da variação de produção em relação à energia contratada são repassados aos consumidores regulados.

Acrescente-se que os montantes de energia elétrica objeto dos CCEARs, negociados nos leilões de energia proveniente de empreendimentos existentes, podem ser reduzidos pelos distribuidores, a seu exclusivo critério, nos termos do artigo 29 do Decreto nº 5.163/2004.

Neste artigo, são levantadas as três hipóteses de redução. No entanto, anteriormente à redução, e como medida de proteção aos geradores, deve ser processado o Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (“MCSD”), pelo qual se possibilita que distribuidores com sobras de energia possam transferi-las para os distribuidores com déficits, mediante assinatura de termos de cessão.

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

- Exercício, pelos consumidores potencialmente livres, da opção de compra de energia elétrica proveniente de outro fornecedor (inciso I do art. 29 do Decreto nº 5.163/04);
- Acréscimos na aquisição de energia elétrica decorrentes de contratos anteriores a 16 de março de 2004 (inciso III do art. 29 do Decreto nº 5.163/04);

- Outros desvios de mercado - “trocas livres” entre distribuidoras.

Após o processamento do MCSD, os montantes eventualmente não cedidos serão reduzidos pelos distribuidores dos respectivos CCEARs firmados com os geradores, mediante homologação da ANEEL. Tal redução não se aplica para as sobras decorrentes de outros desvios de mercado.

A CCEE é a entidade responsável pelo processamento do MCSD, conforme a Convenção de Comercialização instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109/04, e nos termos da Regra de Comercialização específica, aprovada pela Resolução Normativa ANEEL nº 161, de 18/07/2005.

Os CCEARs ainda costumam regular a sazonalização dos contratos. Sazonalização é o processo de alocar mensalmente um montante anual de energia em um contrato e tem início com a disponibilização, pela ANEEL, dos montantes referentes às cotas de Itaipu e do Programa de Incentivo a Fontes Alternativas - PROINFA, necessários para os agentes distribuidores comporem suas carteiras de contratos e alocarem os montantes contratados com CCEARs de forma a atender as suas necessidades.

Nesse cenário, analisados os CCEARs existentes no mercado, é possível concluir que as seguintes características e cláusulas são essenciais dessa modalidade contratual:

- Objeto: estabelece os termos e as condições da compra e venda da energia contratada com potência associada⁷¹, realizada entre vendedor e comprador, em decorrência de um leilão realizado pela CCEE;
- Modalidade do CCEAR: indica se o contrato é celebrado na modalidade por quantidade ou por disponibilidade;
- Prazo de Vigência: desde a data da assinatura do CCEAR até a data fixada pelas partes como de término do suprimento da energia contratada. Não há rescisão por extinção da concessão ou autorização de nenhuma das partes pois o seu sucessor assume todas as obrigações e direitos previstos no CCEAR;
- Exigências Operacionais: as exigências operacionais para a disponibilização da energia contratada deverão ser atendidas pelo vendedor conforme as condições e padrões estabelecidos nos Procedimentos de Rede;
- Responsabilidade das Partes: fica com o vendedor a responsabilidade por todos os riscos, obrigações, responsabilidades, tributos, tarifas, encargos de uso do sistema de transmissão, de uso do sistema de distribuição e de conexão, e perdas elétricas de transmissão porventura devidas e/ou verificadas entre a instalação de geração e o centro de gravidade⁷² do submercado do vendedor; por outro lado, o comprador se

⁷¹ É a quantidade de potência associada à energia contratada pelo comprador, em qualquer mês contratual, que o vendedor deve colocar à disposição do comprador no centro de gravidade (ou ponto virtual considerado nas Regras de Comercialização relativo ao submercado no qual será efetuada a entrega simbólica da energia contratada) do vendedor.

⁷² É o ponto virtual considerado nas Regras de Comercialização relativo ao submercado no qual será efetuada a entrega simbólica da energia contratada.

responsabiliza pelos mesmos fatos verificados entre o centro de gravidade do submercado do vendedor e o consumidor final;

- Energia Contratada: montante em megawatts (MW) contratado pelo comprador e colocado à disposição no centro de gravidade do submercado do vendedor em cada ano de suprimento do CCEAR;
- Entrega Simbólica de Energia: entrega de energia que se opera, ou se cumpre, pela entrega de quantidade que, figurativa ou simbolicamente, representa as quantidades de energia efetivamente adquiridas pelo comprador, no ponto centro de gravidade;
- Cessão e Redução da Energia Contratada: permitida a critério do comprador, desde que observadas as Regras de Comercialização⁷³ e os Procedimentos de Comercialização⁷⁴ - MCSD;
- Sazonalização: realizada de comum acordo entre vendedor e comprador ou, caso não seja efetivada nos prazos previstos em Procedimentos de Comercialização, a sazonalização é feita seguindo o perfil de carga declarada pelo comprador ao final de cada ano;
- Preço: preço pago pelo comprador ao vendedor pela energia elétrica contratada, por megawatt-hora, conforme definido no leilão;

⁷³ Conjunto de regras operacionais e comerciais e suas formulações algébricas definidas pela ANEEL, e de cumprimento obrigatório pelos agentes da CCEE, aplicáveis à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

⁷⁴ Conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE.

- Encargos de mora: no caso de atraso dos pagamentos devidos pelo comprador, incidirão sobre os valores devidos juros moratórios de 1% (um por cento) ao mês e multa moratória de 2% (dois por cento);
- Garantias Financeiras: como garantia do fiel cumprimento das obrigações do CCEAR, as partes devem firmar fiança bancária, CCG ou cessão de direitos creditórios de CDB;
- Rescisão: especifica as causas de rescisão do CCEAR, dentre as quais estão a inadimplência de qualquer obrigação contratual por qualquer das partes, a inexecutabilidade da garantia apresentada, a falência, dissolução ou liquidação judicial das partes;
- Caso Fortuito ou Força Maior: caso uma das partes não possa cumprir qualquer de suas obrigações por motivo de caso fortuito ou força maior (a ser devidamente comprovado), o CCEAR permanecerá em vigor, mas a parte atingida não responderá pelas conseqüências do não cumprimento das obrigações durante o tempo da duração do evento e proporcionalmente a seus efeitos;
- Registro: o CCEAR deve ser registrado na ANEEL e no CCEE, e uma cópia autenticada ou o original da avença deve ser entregue pelo vendedor à CCEE, sendo

certo que o registro nessa câmara poderá ser suspenso na hipótese de inadimplência de uma das partes no mercado de curto prazo⁷⁵.

VI.3) CLA – Contrato de Leilão de Ajuste

O artigo 26 do Decreto 5.163/04 estabeleceu que:

“Art. 26. A ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, leilões específicos para contratações de ajuste pelos agentes de distribuição, com prazo de suprimento de até dois anos, **para fins de possibilitar a complementação, pelos referidos agentes, do montante de energia elétrica necessário para o atendimento à totalidade de suas cargas.**” (destacou-se)

Trata-se, portanto, do mecanismo alternativo ao MCSD, pelo qual, nos termos da Resolução ANEEL nº 162:

- A CCEE deve realizar licitações, na modalidade de leilão, onde as concessionárias, permissionárias ou autorizadas do serviço público de distribuição de energia elétrica - obrigadas a comprar energia elétrica no ACR, portanto - poderão realizar contratações visando ajustar os desvios de estimativa na demanda calculada e informada ao MME;
- Somente poderão participar dos leilões de ajuste, na qualidade de vendedores, as concessionárias, permissionárias ou autorizadas de geração e os autorizados de comercialização ou importação de energia elétrica;

⁷⁵ Segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos agentes da CCEE e os montantes de geração ou consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes.

- Os agentes vendedores e compradores cujas ofertas sejam consideradas vencedoras dos leilões de ajuste deverão celebrar o competente CLA;
- O CLA deverá contemplar períodos de suprimento de, no máximo, 2 (dois) anos;
- Nos leilões de ajuste, deverão ser comercializados lotes de energia padronizados, com cada lote equivalente a 0,5 MW médio de energia, observado as seguintes características: (i) o mesmo comprador; (ii) prazo do CLA definido; (iii) definição do início do suprimento; e (iv) indicação do submercado de entrega.

VI.4) CCVE – Contrato de Compra e Venda de Energia

Excetuadas as distribuidoras, que devem adquirir a totalidade de suas necessidades de energia elétrica por meio de contratos regulados firmados no ACR, todos os demais agentes do setor elétrico, vale dizer, as geradoras, os PIE ou autoprodutores, os Consumidores Livres e os comercializadores de energia, podem ou devem, no caso desses últimos, comercializar energia no ACL.

Nos termos do artigo 4º, § 3º da Resolução ANEEL nº 109, referente às operações de compra e venda de energia no ACL e contabilização na CCEE, “A contratação de energia elétrica no ACL será formalizada mediante Contratos Bilaterais livremente pactuados, que deverão prever, entre outras disposições, montantes de energia e de potência, prazos, preços e Garantias Financeiras”.

Referidos contratos bilaterais, ou CCVE, tem, portanto, por objeto, o estabelecimento dos termos e condições referentes à comercialização de energia contratada entre vendedor e comprador no ACL.

A comercialização de energia pode ser feita por meio de contratos bilaterais de longo prazo ou por meio de operações de curto prazo em um mercado *spot*⁷⁶, sujeito aos preços de curto prazo. Note-se que a variação diária de preços não é repassada aos consumidores, a não ser no caso daqueles que decidiram deliberadamente pela exposição aos preços *spot*.

Tais contratos, de acordo com o art. 7º da Resolução ANEEL nº 109, “deverão ser registrados na CCEE, independentemente da data de início de suprimento, inclusive para fins de Contabilização e Liquidação Financeira, segundo as condições e prazos previstos em Procedimentos de Comercialização específicos, sem prejuízo de seu registro, aprovação ou homologação pela ANEEL”.

O processo de contabilização e liquidação mencionado no dispositivo legal acima transcrito funciona da seguinte maneira: a CCEE contabiliza as diferenças entre o que foi produzido/consumido e o que foi contratado no ACR e no ACL. As diferenças positivas ou

⁷⁶ A existência de dois ambientes de comercialização para contratação de energia no Brasil não elimina a necessidade de um local onde as diferenças entre energia fisicamente produzida/consumida e energia contratada sejam contabilizadas e liquidadas. Este ambiente é o mercado de curto prazo, que é administrado pela CCEE. A participação neste mercado é compulsória para geradores, distribuidoras, importadores, exportadores, comercializadores e consumidores livres no SIN. Segundo Alvaro Augusto, “O termo ‘mercado spot’ tem, no setor elétrico, o mesmo significado daquele do mercado de commodities convencionais: um mercado onde as transações são feitas com pagamento a vista e entrega no curto prazo. No Brasil, devido a características particulares do processo de comercialização, o curto prazo é definido como um mês.” (AUGUSTO, Alvaro. “O Livre Mercado de Energia Elétrica Brasileiro: Parte I”, publicado em 15 de fevereiro de 2007 in <http://www.administradores.com.br/informe-se/artigos/o-livre-mercado-de-energia-eletrica-brasileiro-parte-i/1267/>. Acesso em 04.12.2010.

negativas são liquidadas no mercado de curto prazo (ou mercado *spot*) e valorado ao PLD⁷⁷, determinado semanalmente para cada patamar de carga e para cada submercado, tendo como base o custo marginal de operação do sistema, este limitado por um preço mínimo e por um preço máximo.

Nesse cenário, pode-se dizer que o mercado de curto prazo ou *spot* é o mercado das diferenças entre montantes contratados e montantes medidos, conforme ilustração abaixo:

Figura 20 – Mercado *Spot*

Fonte: CCEE



Quando a CCEE apura um déficit energético, isto é, uma falta de energia contratada em determinado período, aplica penalidades, calculadas por meio do Valor Anual de Referência - VR. Evidente que na operação física do sistema, excetuando-se condições de racionamento ou de interrupção acidental de fornecimento, nenhum consumidor adimplente

⁷⁷ O PLD é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo. Em função da preponderância de usinas hidrelétricas no parque de geração brasileiro, são utilizados modelos matemáticos para o cálculo do PLD, que têm por objetivo encontrar a solução ótima de equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

deixa de ter suas necessidades energéticas atendidas, mas a contabilização negativa é penalizada justamente para se garantir o equilíbrio do sistema energético.

A contabilização e liquidação dos contratos é realizada pela CCEE de maneira eletrônica, por meio do SCL/SINERCOM. Todos os agentes de geração e consumo que desejam comercializar energia no ACL devem registrar seus contratos mensais no SINERCOM.

Justamente porque os contratos podem ser livremente negociados, não existe um modelo padrão que todos os vendedores e compradores devam obrigatoriamente observar. Entretanto, a análise de contratos existentes no mercado revela a existência de características e cláusulas comuns a todos eles. São elas:

- Objeto: estabelece os termos e as condições da compra e venda da energia contratada, realizada entre vendedor e comprador, em decorrência de uma negociação bilateral ou de um leilão realizado pelo vendedor⁷⁸;

- Declaração de existência de lastro: nos contratos sem exposição ao preço *spot*, o vendedor assegura que a quantidade de energia contratada colocada à disposição do comprador está associada a uma capacidade de geração própria ou contratada junto a terceiros;

⁷⁸ “Apesar dos consumidores desregulados poderem negociar bilateralmente com o fornecedor desejado os termos e condições do contrato, o uso de leilões tem sido uma prática recorrente desse tipo de consumidor, que tem como meta conseguir preços de energia mais baixos. O preço resultante nos leilões do ACR tem sido usado como referência para os preços de energia no ACL.” Extraído de http://mpx.infoinvest.com.br/ptb/427/MPX_Prospecto_Definitivo_20071213_port261a302.pdf. Acesso em 04.12.2010.

- Prazo de Vigência: desde a data da assinatura do CCVE até a data fixada pelas partes como de término do suprimento da energia contratada;
- Exigências Operacionais: o vendedor se obriga a tomar todas as providências que lhe competem para tornar disponível ao comprador, no ponto de entrega acordado, a energia elétrica contratada;
- Responsabilidade das Partes: fica com o vendedor a responsabilidade por todos os riscos, obrigações, responsabilidades, tributos, tarifas, encargos de uso do sistema de transmissão, de uso do sistema de distribuição e de conexão, e perdas elétricas de transmissão porventura devidas e/ou verificadas entre a instalação de geração e o ponto de entrega do comprador; por outro lado, o comprador se responsabiliza pelos mesmos fatos verificados a partir da disponibilização da energia no ponto de entrega;
- Energia Contratada: montante em megawatts (MW) contratado pelo comprador e colocado à disposição no centro de gravidade do submercado do vendedor em cada ano de suprimento do CCVE;
- Entrega Simbólica de Energia: entrega de energia que se opera, ou se cumpre, pela entrega de quantidade que, figurativa ou simbolicamente, representa as quantidades de energia efetivamente adquiridas pelo comprador, no ponto centro de gravidade;
- Preço: preço pago pelo comprador ao vendedor pela energia elétrica contratada, por megawatt-hora, sujeito a ajustes, para mais ou para menos, conforme o caso, de acordo com as alterações nos preços divulgados pela CCEE;

- Encargos de mora: no caso de atraso dos pagamentos devidos pelo comprador, incidirão sobre os valores devidos juros moratórios de 1% (um por cento) ao mês e multa moratória de 2% (dois por cento);
- Rescisão: especifica as causas de rescisão do CCVE, dentre as quais estão a inadimplência de qualquer obrigação contratual por qualquer das partes, a falência, dissolução ou liquidação judicial das partes, o distrato, etc. Ocorrendo a rescisão por culpa de uma das partes, esta parte pagará à outra multa compensatória em valor definido pelas partes;
- Caso Fortuito ou Força Maior: caso uma das partes não possa cumprir qualquer de suas obrigações por motivo de caso fortuito ou força maior (a ser devidamente comprovado), o CCVE permanecerá em vigor, mas a obrigação afetada ficará suspensa por tempo igual ao de duração do evento e proporcionalmente aos seus efeitos;
- Declarações e Garantias: as partes declaram e garantem uma à outra, dentre outros, sua capacidade para contratar, o respeito às normas legais, a obtenção de todas as autorizações legais, governamentais, regulatórias e societárias, etc.;
- Registro no SINERCOM: o vendedor obriga-se a inserir o CCVE no SCL/SINERCOM e o comprador se obriga a apor seu aceite, ou seja, a validar o CCVE dentro dos prazos estabelecidos nas Regras de Comercialização e nos Procedimentos de Comercialização em vigor.

VI.5) CCEI – Contrato de Compra de Energia Incentivada

A Resolução Normativa ANEEL nº 247 estabeleceu as condições para a comercialização de energia elétrica oriunda de empreendimentos de geração que utilizam fontes primárias incentivadas, isto é, fontes que recebem, por força legal, um desconto de 50% (cinquenta por cento) das tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição e Transmissão (TUSD e TUST).

Nesse sentido, o artigo 1º dessa Resolução conceitua as fontes de energia incentivada:

“Art. 1º. Estabelecer, na forma desta Resolução, as condições para comercialização de energia elétrica, no âmbito do Sistema Integrado Nacional – SIN, do Consumidor Especial com geração oriunda de:

I – aproveitamento de potencial hidráulico de potência superior a 1.000kW e igual ou inferior a 30.000 kW, destinados à produção independente ou autoprodução, mantidas as características de pequena central hidrelétrica;

II – empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW;

III – empreendimentos com base em fontes solar, eólica e biomassa, cuja potência instalada seja menor ou igual a 30.000 kW.”

A mesma Resolução ainda define como Consumidor Especial aquele consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras integrantes do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato e de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (artigo 1º, § 1º, inciso I). Por outro lado, conceitua como Agente Gerador Incentivado o titular da concessão, permissão ou autorização do Poder Concedente para gerar energia elétrica incentivada (artigo 1º, § 1º, inciso II).

A comercialização de energia incentivada, nesses termos, pressupõe a celebração do CCEI, que em muito se assemelha ao CCVE. Referido contrato deve prever, nos termos do artigo 4º da Resolução Normativa ANEEL nº 247, cláusulas e preços livremente negociados entre o Agente Gerador Incentivado e o Consumidor Especial, permitida a intermediação por comercializador autorizado pela ANEEL.

Nesse contexto, são cláusulas essenciais dos CCEI:

- Objeto: estabelece os termos e as condições da compra e venda da energia elétrica incentivada, a ser disponibilizada pelo vendedor (Agente Gerador Incentivado ou comercializadora) a um comprador (Consumidor Especial);
- Transporte e Fornecimento: o transporte e o fornecimento físico da energia não são objeto do CCEI e é garantido pelo SIN;
- Prazo de Vigência: desde a data da assinatura do CCEI até a data fixada pelas partes como de término do suprimento da energia contratada;

- Preço da Energia Incentivada: preço fixado contratualmente com os descontos previstos para a energia incentivada;
- Responsabilidade das Partes: fica com o vendedor a responsabilidade por todos os riscos, obrigações, responsabilidades, tributos, tarifas, encargos de uso do sistema de transmissão, de uso do sistema de distribuição e de conexão, e perdas elétricas de transmissão porventura devidas e/ou verificadas entre a instalação de geração e o centro de gravidade do submercado do vendedor; por outro lado, o comprador se responsabiliza pelos mesmos fatos verificados entre o centro de gravidade do submercado do vendedor e o consumidor final;
- Energia Incentivada Contratada: montante em megawatts (MW) médios, contratado pelo comprador e colocado à disposição no centro de gravidade do submercado do vendedor em cada ano de suprimento do CCEI;
- Preço: preço pago pelo comprador ao vendedor pela energia elétrica contratada, por megawatt-hora, conforme definido no leilão;
- Garantias: à critério das partes;
- Rescisão: especifica as causas de rescisão do CCEI, dentre as quais estão a inadimplência de qualquer obrigação contratual por qualquer das partes, a o cancelamento do registro do CCEI na CCEE decorrente de ato ou omissão de qualquer das partes, dentre outros;

- Caso Fortuito ou Força Maior: caso uma das partes não possa cumprir qualquer de suas obrigações por motivo de caso fortuito ou força maior (a ser devidamente comprovado), o CCEI permanecerá em vigor, mas a parte atingida não responderá pelas conseqüências do não cumprimento das obrigações durante o tempo da duração do evento e proporcionalmente a seus efeitos;

- Registro: o CCEI deve ser registrado na CCEE.

CAPÍTULO VII - GESTÃO DE RISCOS NOS CONTRATOS DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA

VII.1) Considerações Gerais

Nas palavras de JORION, “risco pode ser definido como a volatilidade de resultados inesperados, normalmente relacionada ao valor de ativos e passivos de interesse”⁷⁹. Ou seja, o conceito de risco pode ser definido como sendo a probabilidade de ocorrer um evento desfavorável, não imaginado ou quisto pelas partes interessadas.

No mercado de energia elétrica, são vários os fatores geradores de riscos que podem afetar o sistema energético. Há, por exemplo, o risco da variação do preço de mercado da energia elétrica, que afeta o fluxo de caixa dos agentes expostos a esse preço. Existem, ainda, os riscos relacionados à interação dinâmica entre produção e demanda, entre transmissão e estocagem e entre compra e venda, que atingem os preços de curto e longo prazo, dentre outros.

Nesse contexto, a atividade de gestão dos riscos torna-se essencial, pois permite um melhor planejamento e até mesmo um melhor conhecimento do negócio, já que exige pesquisa de todos os fatores que podem afetar o mercado energético.

⁷⁹ JORION, P. “Value at risk: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado”, São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998, p. 03.

Dentre as diversas atividades relacionadas ao papel do agente de comercialização, uma das mais relevantes é a de gerenciar os riscos. Isso não significa que a gestão de riscos seja uma atividade restrita aos agentes de comercialização, porquanto uma empresa não comercializadora, mas que se relaciona com comercializadores (como um banco de investimentos por exemplo), ou mesmo outro agente do setor pode exercer a atividade de gestão de riscos do setor elétrico.

Tal atividade é de interesse de todos os agentes do setor, valendo destacar que o gestor de riscos pode prestar seus serviços: (i) a um gerador, distribuidor, consumidor ou comercializador, por meio da prestação de serviços ou produtos, de forma a atender os objetivos do outro agente; (ii) à própria empresa gestora de riscos que deseja compor de melhor forma a sua carteira de ativos, ter uma ferramenta para monitorar a evolução desta carteira e avaliar o impacto de um novo ativo na carteira; ou (iii) a agentes de outros mercados, como o mercado financeiro, que desejam investir no setor elétrico mas não possuem o conhecimento técnico necessário⁸⁰.

Por outro lado, o gestor de riscos pode assumir riscos para terceiros e ganhar com isso, apostando na variação de preços do mercado haja vista possuir conhecimento das diversas variáveis envolvidas nos vários negócios do setor elétrico.

O processo de gestão de riscos pode ser resumido na identificação de fatores geradores de riscos, na distribuição de probabilidade da ocorrência desses fatores, na

⁸⁰ TAMAROZI, Rodrigo. "Identificação, modelagem e mitigação de riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro". Dissertação apresentada como requisito parcial do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2002, p. 29.

aceitação do risco e na utilização de mecanismos de mitigação de riscos. A seguir, no item VII.2. abaixo, serão apresentados os riscos inerentes às atividades de comercialização do setor elétrico brasileiro, foco deste trabalho.

VII.2) Riscos da Comercialização de Energia no Setor Elétrico Pátrio

Ao estudar a questão dos riscos inerentes ao setor elétrico, MOROSOWSKI sugere sejam tais riscos divididos em *riscos de mercado* (preço e quantidade) e *riscos de planta* (custo de combustível e disponibilidade). Assim, segundo este autor, o gerador estaria sujeito a quatro diferentes tipos de riscos⁸¹:

- Risco de preço de mercado: é um risco associado ao mercado de eletricidade. A qualquer momento em que a planta esteja gerando, o preço pode estar acima ou abaixo do esperado, devido a variações na oferta e na demanda de eletricidade. O gerador não pode, portanto, ter certeza quanto ao nível de preço de mercado, que afeta receitas adicionais auferidas pelo gerador e pode frustrar a expectativa de recuperar os custos fixos da planta;
- Risco de quantidade: é também um risco associado ao mercado de eletricidade e deve-se a variações nas condições de mercado, na medida em que afetam a produção. Variações nos preços de mercado em alguns períodos podem exigir que a planta opere mais ou menos horas do que o esperado, o que pode afetar não só as receitas do

⁸¹ MOROSOWSKI FILHO, M. "Comercialização de energia elétrica: análise de contratos no setor elétrico" *apud* TAMAROZI, Rodrigo. "Identificação, modelagem e mitigação de riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro". Dissertação apresentada como requisito parcial do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2002, p. 29.

gerador, mas também seus custos variáveis de combustível, de operação e de manutenção;

- Risco de preço de combustível: este risco, específico de plantas termelétricas, extrapola o mercado de eletricidade, mas afeta a capacidade do gerador suprir este mercado. Variações nos preços de combustíveis afetam o custo de geração variável, o que altera não só o número de horas em que a planta opera, mas também as receitas líquidas auferidas nestas horas;

- Risco de disponibilidade: deve-se a fatores exógenos ao mercado de eletricidade, mas é um problema bem conhecido pelos geradores. Mesmo que o gerador conheça o comportamento dos preços de eletricidade e do combustível e, em consequência, o número de horas em que a planta será despachada, não há garantia de que a planta estará disponível para gerar. Problemas de disponibilidade podem impedir o gerador de produzir em períodos nos quais normalmente estaria auferindo lucros. A natureza aleatória dos problemas de indisponibilidade afeta, portanto as receitas totais do gerador.

Contudo, essa classificação de riscos parece mais voltada para sistemas termelétricos, sendo certo que para o Brasil, onde predomina o sistema hidrelétrico, outra classificação deve ser adotada. Nessa linha, e considerando que “risco é um conceito ‘multidimensional’ que cobre quatro grandes grupos: risco de mercado, risco

operacional, risco de crédito e risco legal, todos inter-relacionados”⁸², indica-se a seguir cada um destes riscos propostos por LEMGRUBER:

- Risco de mercado: depende do comportamento do preço do ativo diante das condições de mercado. Para entender e medir possíveis perdas causadas por flutuações do mercado é importante identificar e quantificar o mais corretamente possível as volatilidades e correlações dos fatores que causam impactos na dinâmica do preço do ativo.
- Risco operacional: está relacionado a possíveis perdas como resultado de sistemas e/ou controles inadequados, falhas de gerenciamento e erros humanos.
- Risco de crédito: está relacionado a possíveis perdas quando um dos contratantes não honra seus compromissos. As perdas aqui estão relacionadas aos recursos que não mais serão recebidos. O risco de crédito pode ser dividido em três grupos: (i) risco do país, como no caso das moratórias de países latino-americanos; (ii) risco político, quando existem restrições ao fluxo livre de capitais entre países, estados, municípios etc. Pode ser originário de golpes militares, novas políticas econômicas, resultados de novas eleições etc; (iii) risco da falta de pagamento, quando uma das partes em um contrato já não pode honrar seus compromissos assumidos.
- Risco legal: está relacionado a possíveis perdas quando um contrato não pode ser legalmente amparado. Pode-se incluir aqui riscos de perdas por documentação

⁸² LEMGRUBER, E. F. et al. (Org.). “Gestão de risco e derivativos: aplicações no Brasil”. São Paulo: Atlas, 2001, p. 30.

insuficiente, insolvência, ilegalidade, falta de representatividade e/ou autoridade por parte de um negociador etc.

Alguns autores, como JORION, acrescentam a esta lista os riscos de liquidez que:

“Podem ser divididos em *risco de liquidez de mercado/produto* e *risco de liquidez de fluxo de caixa/obtenção de recursos*. O primeiro surge quando uma transação não pode ser conduzida pelos preços de mercado prevalecentes, devido a uma atividade insuficiente de mercado (...). O segundo tipo de risco refere-se à impossibilidade de cumprir as obrigações relativas aos fluxos de caixa, o que pode forçar a liquidação antecipada de contratos, transformando perdas escriturais em perdas reais”.

Ainda que mais acertada, essa classificação revela-se incompleta diante daquela sugerida por RODRIGO TAMAROZI⁸³, que aponta os seguintes grupos de fatores de risco nas operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro: (i) riscos de mercado; (ii) riscos técnicos e climáticos; (iii) riscos econômico-financeiros; e (iv) riscos jurídicos e institucionais, e será adotada neste trabalho para explicação dos fatores de risco relativos ao setor elétrico brasileiro.

VII.2.1) Riscos de Mercado

Os riscos de mercado podem ser caracterizados como os riscos de preços e de volumes. Dependem basicamente do comportamento do preço da energia elétrica diante das

⁸³ TAMAROZI, Rodrigo. Ob. cit., p. 29.

condições do mercado e do comportamento dos agentes atuantes, e podem ser classificados em:

- Variação do preço de mercado: o preço varia influenciado por efeitos de curto prazo e de longo prazo das variáveis fundamentais de sua composição, quais sejam (i) variações na oferta; (ii) variações na demanda; (iii) condições hidrológicas; (iv) preço de combustível para geração térmica; (v) limitações de transmissão e fatores de perdas; (vi) outros usos da água; etc. No Brasil, o mercado de curto prazo desenvolve-se na CCEE, onde ocorre o processamento da contabilização e liquidação da energia elétrica produzida e consumida no Brasil (SCL). A obrigação de liquidação das diferenças ao preço de curto prazo (ou preço da CCEE) é o que expõe os agentes ao risco de preço de curto prazo. Como em qualquer situação de risco comercial, esta exposição pode ser vantajosa e até desejável em algumas situações, por exemplo, quando o agente tem um certo montante de energia não contratada e o preço do mercado de curto prazo está alto. Mas devido à grande variabilidade dos preços e por consequência dos montantes financeiros envolvidos, em geral este é um risco a ser evitado ou minimizado.

- Incerteza na evolução da oferta e demanda: o binômio preço-quantidade é indissociável, razão pela qual os riscos referentes a quantidades são tão importantes quanto os riscos referentes ao preço. Nesse sentido, o mais importante risco de quantidade é o que diz respeito às incertezas na evolução da oferta e demanda, ou se haverá ou não equilíbrio entre ambos, o que afeta mais fortemente os preços de longo prazo. Na ocorrência de superávits, haveria dificuldade em vender energia elétrica, em especial se o preço desejado for superior a uma média do mercado, e esta média

tenderia a ser baixa. Na ocorrência de déficits, de outro lado, haveria dificuldade ou impossibilidade em comprar energia elétrica, e o preço médio do mercado tenderia a ser alto.

- Estratégia comercial: o risco estratégico diz respeito às ações comerciais tomadas pelos agentes e às exposições a que estas ações levam em função da dinâmica do mercado. A definição estratégica do agente comercializador acerca da colocação de seu produto no mercado envolve questões de preços, montantes e prazos de contrato. Assim, o comercializador pode definir montantes e prazos de contrato, dividindo suas operações em curto, médio e longo prazo. Ao definir montantes e prazos de contrato, o agente está assumindo o risco de estratégia comercial. Nesse sentido, suponha-se que um agente gerador preferiu não contratar 50% de seu total de energia, deixando portanto esta energia para ser negociada ao preço de curto prazo, na expectativa de que tais preços aumentassem ao longo do tempo. Se estes preços não aumentarem ou pior, diminuirão, este gerador poderá ter prejuízos.

- Inadimplência: o risco de inadimplência, ou de crédito, diz respeito ao não cumprimento de compromissos por um dos agentes envolvidos em uma negociação.

VII.2.2) Riscos Técnicos e Climáticos

Os riscos de técnicos e climáticos referem-se basicamente aos riscos operacionais e hidrológicos:

- Operação das usinas: os riscos operacionais são relativos à operação das usinas, especialmente, e referem-se à não geração de energia por (i) atraso no início da operação; (ii) atraso no cronograma de obras; (iii) atraso nos licenciamentos, inclusive ambientais; (iv) indisponibilidade de unidade geradora por paradas não programadas.

- Hidrologia: os riscos hidrológicos são relativos à disponibilidade hídrica nas diversas regiões do SIN e às regras de otimização deste sistema como, por exemplo, o Mecanismo de Realocação de Energia (MRE). Esse mecanismo tem por objetivo garantir que, sob condições normais de operação, os geradores recebam a receita associada à sua energia assegurada através de realocação da geração das usinas com excedente para aquelas que estão deficitárias. A energia assegurada de uma usina pode ser entendida como o montante de geração que cada usina pode fornecer ao sistema, obedecendo a um específico critério de risco de déficit. Com o MRE, cada usina hidrelétrica recebe um crédito de energia em proporção a sua contribuição para a energia assegurada do sistema, correspondente à máxima carga que pode ser suprida pelo sistema com um nível de risco fixado. Este mecanismo tem por objetivo reduzir o risco hidrológico, porém não elimina totalmente tal risco, razão pela qual o investidor deve ficar atento para, em função do risco inerente ao seu projeto, buscar fontes alternativas de proteção contra o risco hidrológico.

VII.2.3) Riscos Econômico-Financeiros

Trata-se dos riscos tributários e de custos de investimento e de financiamento, conforme melhor detalhado abaixo:

- Variação de tributos: os riscos tributários referem-se à possibilidade de variação, ao longo do tempo, de encargos, taxas e impostos, ou de regras contábeis (p. ex. regras de amortização), que podem impactar significativamente a rentabilidade dos agentes. Como exemplo do fator gerador de risco variação de tributos pode-se citar os encargos e impostos que são parâmetros decididos por instituições públicas, como o Programa de Integração Social – PIS, Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins, Imposto de Renda das Pessoas Jurídicas – IRPJ, etc.

- Variação dos custos de investimento e de financiamento: os riscos de custos de investimentos e de financiamento são riscos que, de modo geral, afetam toda a economia do país, como variação em taxas de juros e câmbio, etc. O risco cambial, por exemplo, surge quando o fluxo de caixa de uma operação é denominado em mais de uma moeda. Em tal caso, uma mudança nas taxas de câmbio entre as moedas envolvidas afetará o fluxo de caixa. Por exemplo, um agente comercializador que importa energia pagando em dólares americanos (US\$), e venda no mercado brasileiro em reais (R\$).

VII.2.4) Riscos Jurídicos e Institucionais

Tais riscos podem ser divididos em riscos normativos e riscos contratuais, e riscos institucionais propriamente ditos, conforme segue:

- Normatização: os instrumentos normativos são conjuntos de regras regulamentadoras, podendo ser: Constituição Federal, leis, leis complementares, decretos, resoluções,

pareceres normativos, procedimentos de mercado, etc. Os fatores geradores dos riscos normativos são o desconhecimento, a falha na interpretação/aplicação ou, ainda, alteração ou ausência normativa que impacte nos resultados das operações. No caso específico do setor elétrico, fica nas mãos do MME o estabelecimento de alterações nas regras que regem a comercialização de energia elétrica dos agentes.

- Contratos: pode-se dizer que a inadequação dos instrumentos contratuais às operações desejadas pode ser um fator gerador de risco. Os fatores que podem tornar o contrato um fator gerador de risco são basicamente: (i) de formação do contrato, por meio da negociação e redação do instrumento; (ii) de aplicação do contrato, quando necessária sua interpretação e gerenciamento; e (iii) relacionados a casos extremos, quando há rescisão, discussão sobre garantias e demais controvérsias, processos e arbitragens.

- Institucionais: os riscos institucionais são os referentes à política setorial ou a aspectos regulatórios. Quanto aos riscos institucionais referentes à política setorial, pode-se citar: (i) a falha no planejamento energético de longo prazo; (ii) as falhas no funcionamento dos diversos órgãos que interferem no setor; (iii) a criação de subsídios; (iv) estabelecimento de compras compulsórias; etc. Quanto aos riscos institucionais regulatórios pode-se citar: (i) interferência do poder regulador nos preços da CCEE; (ii) encargo de serviços do sistema - despesas fixas do sistema, como os custos da CCEE e do ONS.

VII.3) Gestão e Mitigação dos Riscos

Uma vez identificados os fatores geradores de riscos e a probabilidade de sua ocorrência, o próximo passo é avaliar se referidos riscos são aceitáveis ou não, para que, neste último caso, sejam adotadas algumas medidas de mitigação de riscos.

Nesse ponto, o mercado elétrico brasileiro, muito jovem em seus moldes atuais, tem desenvolvido ou copiado de outros mercados elétricos estrangeiros, por meio de seus agentes, formas e mecanismos de mitigar os riscos inerentes ao negócio de energia elétrica.

De modo geral, os mecanismos para a mitigação de riscos podem ser classificados em cinco grupos: (i) mecanismos contratuais; (ii) mecanismos institucionais; (iii) mecanismos comerciais e estratégicos; (iv) mecanismos econômicos e financeiros; e (v) mecanismos de mercado.

VII.3.1) Mecanismos Contratuais

Os mecanismos contratuais importam a previsão de cláusulas, nos instrumentos firmados entre os agentes do setor elétrico, com vistas a distribuir os riscos inerentes às atividades de comercialização de energia elétrica.

Nessa linha, é muito comum que se preveja em contratos de compra e venda de energia que eventual alteração nos tributos incidentes sobre a operação implicará revisão do preço ou assunção dos ônus decorrentes por uma das partes. A título de exemplo, cita-se

abaixo uma cláusula modelo, retirada de contrato de compra e venda de energia elétrica firmado por partes protegidas por cláusula de confidencialidade:

“Ressalvados os tributos sobre a renda, a criação, a alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a celebração deste Contrato, quando comprovado o seu impacto, implicará a automática revisão do preço, para mais ou para menos, conforme o caso, independentemente da formalização de Aditivo Contratual, com efeitos retroativos à data da criação, alteração ou extinção”.

Trata-se, portanto, de mecanismo contratual que visa gerir e mitigar os riscos econômico-financeiros decorrentes da variação de tributos (item VII.2.3 acima).

Mas além disso, cláusulas contratuais podem ainda mitigar os riscos de mercado atinentes à possibilidade de inadimplência do comprador de energia elétrica (item VII.2.1 acima). De fato, em contratos modernos, tem sido comum a inclusão de cláusulas-mandato ou mesmo a exigência de assinatura de instrumentos de procuração que autorizem o vendedor a cancelar o contrato de compra e venda de energia registrado na CCEE caso haja o descumprimento de quaisquer das obrigações previstas no instrumento, notadamente as de pagamento.

Realmente, cláusulas como a citada abaixo têm sido cada vez mais implementadas nos contratos de compra e venda de energia, especialmente aqueles celebrados com comercializadores de energia elétrica:

“Constada a falta de pagamento de qualquer Nota Fiscal/Fatura de energia elétrica, ou a falta de pagamento de qualquer montante devido pelo comprador, o vendedor poderá, a seu critério e independentemente do direito à resolução contratual, caso frustrada a execução da garantia referida neste Contrato, suspender a venda da energia contratada ao comprador até que o montante devido, acrescido dos correspondentes encargos moratórios, seja-lhe integralmente pago pelo Vendedor. No caso de atraso superior a 30 (trinta) dias, o Vendedor poderá providenciar o cancelamento deste Contrato junto à CCEE. Visando operacionalizar o previsto nessa cláusula, o Comprador deverá assinar, concomitantemente com o Contrato, a procuração constante do Anexo.”

Do mesmo modo, em relação aos riscos de racionamento, seja por conta de problemas na operação das usinas ou na disponibilidade hídrica do SIN (riscos técnicos e climáticos – item VII.2.2 acima), os contratos de compra e venda de energia elétrica prevêm cláusulas que qualificam tais eventos como de força maior/caso fortuito a fim de que o vendedor não seja responsabilizado pelas conseqüências do não cumprimento de suas obrigações contratuais.

Em determinados casos, há cláusula específica para tratar de racionamentos legalmente decretados pelo Poder Público, conforme modelo abaixo:

“As responsabilidades contratuais, na eventual vigência de racionamento decretada pelo Poder Concedente serão regidas pela legislação vigente e pelas Regras de Comercialização. Ocorrendo a decretação de racionamento por parte do Poder Concedente e havendo omissão do mesmo em definir as regras a serem aplicadas ao presente Contrato, bem como inexistindo disposição nas Regras de Comercialização a regular o tema, o presente Contrato sofrerá uma redução nos montantes de fornecimentos e pagamentos na exata proporção das metas de redução de consumo que venham a ser estabelecidas pela legislação específica.”

Por fim, ainda como mecanismo contratual para mitigação de riscos inerentes ao próprio contrato, isto é, às eventuais dificuldades de redação, interpretação, gerenciamento e execução das avenças firmadas no setor elétrico (riscos jurídicos – item VII.2.4 acima), têm-se as cláusulas contratuais de definição de termos específicos, de regras de interpretação do contrato, os considerandos, sendo certo que o advogado exerce, nesse tocante, relevante papel na tarefa de minimização dos riscos jurídicos ligados à contratação de energia elétrica.

VII.3.2) Mecanismos Institucionais

Por mecanismos institucionais, deve-se compreender toda forma de mitigação dos riscos relacionados à normatização, à política setorial e aos aspectos regulatórios relacionados ao setor de energia elétrica (riscos institucionais – item VII.2.4 acima).

Nesse grupo, portanto, estão abrangidas as medidas de acompanhamento do setor, seja em relação às alterações legislativas, à formação de lobbies para defesa dos interesses dos agentes no mercado, à participação em sindicatos e associações, etc.

Sobre tais questões, vale destacar, por exemplo, que a maioria das alterações legislativas impostas pela ANEEL são precedidas de consultas públicas, de modo que os agentes do setor não apenas têm acesso ao conteúdo das normas que poderão impactar os resultados de suas operações, como ainda têm oportunidade de sugerir mudanças a fim de garantir seus interesses.

Daí porque se revela essencial aos atores do setor uma participação ativa e efetiva no mercado, interagindo sempre com o poder normativo e com o ambiente regular para ter ciência, previamente, dos possíveis riscos que podem afetar sua operação de comercialização de energia e, com isso, ter tempo suficiente para readequar e adaptar suas operações.

VII.3.3) Mecanismos Comerciais e Estratégicos

Nessa categoria estão os mecanismos adotados pelos atores do setor elétrico no que tange às decisões sobre compra de energia, seja em relação à forma de sua aquisição ou ao mercado em que as transações ocorrem.

Para melhor entendimento desses mecanismos, é necessário compreender como funciona as decisões estratégicas de compra de energia elétrica por um comercializador, que tem perfil de investidor.

Em suma, quando diante da necessidade de compra de energia, o comercializador pode efetuar negócios *long* e *short*, conforme termos de mercado. A estratégia *long-short* foi assim definida por JOÃO F. CALDEIRA e MARCELO S. PORTUGAL:

“De uma forma geral, uma estratégia *long-short* consiste na manutenção de uma carteira comprada (*long*), financiada por uma carteira vendida (*short*). A carteira *short*, além de funcionar como um *hedge* contra riscos de declínios dos mercados, fornece ao gestor a possibilidade de adicionar valor pelo uso de algum critério de seleção de ações que apresentam desempenho inferior ao desempenho da carteira *long*. Na prática, em estratégias *long-short* envolvendo duas carteiras, a parte *long* não necessariamente precisa apresentar desempenho superior ao mercado, mas sim, precisa apresentar desempenho superior à parte *short* para que a estratégia obtenha resultados positivos.”⁸⁴

Em termos de mercado de energia, quando alguém compra energia no *long*, significa que está apostando em um preço *spot* elevado. As compras, assim, são feitas para garantir todo o fornecimento contratado, evitando-se os riscos de variação do preço de mercado.

Por outro lado, quando alguém compra energia no *short*, está apostando em um preço *spot* baixo. Assim, a energia é vendida a longo prazo mas comprada no mercado *spot*, com

⁸⁴ CALDEIRA, João F., e PORTUGAL, Marcelo S. “Estratégia Long-Short, Neutra ao Mercado, e Index Tracking Baseadas em Portfólios Cointegrados”. Revista Brasileira de Finanças, 2010, Vol. 8, N. 4, pp. 469/504.

possibilidade de ganho sobre os preços vendidos *vs.* comprados caso a aposta na baixa do preço *spot* seja confirmada.

Nesse cenário, fica clara a importância de se tomar uma decisão precisa em relação à forma e ao momento de se comprar energia elétrica como maneira de se mitigar os efeitos das variações dos preços da energia elétrica (risco de mercado - item VII.2.1 acima).

Do mesmo modo, a decisão de comprar energia no mercado de longo prazo ou de curto prazo define a absorção de riscos relativos à incerteza na evolução da oferta e da demanda (risco de mercado - item VII.2.1 acima).

Isso porque no mercado de curto prazo, onde são realizadas as transações de energia para o mês corrente, o risco de quantidade é sempre do comprador. O que significa dizer que na ausência de disponibilidade da energia necessária, o comprador precisa ir a mercado adquirir energia pelo preço praticado, seja em leilões privados, por contratos firmados diretamente com comercializadores, etc.

Já no mercado de longo prazo, o risco de quantidade é sempre do vendedor. Isso porque caso se constate uma sobra de energia ao final do período contratual registrado na CCEE, tal Câmara efetuará a liquidação da energia pelo preço *spot*, isto é, o vendedor receberá pela sobra o preço definido pelo ONS, que pode ser menor do que o preço inicialmente pago pela energia.

Evidente, assim, que as decisões comerciais e estratégicas tomadas pelos atores do mercado de comercialização de energia elétrica podem influenciar na gestão e mitigação dos

riscos de mercado relativos à variação do preço da energia e da incerteza na evolução da demanda e da oferta.

VII.3.4) Mecanismos Econômicos e Financeiros

Tais mecanismos refletem as medidas de custo econômico e financeiro adotadas pelos agentes do setor elétrico para minimizar os riscos relativos à variação de preços e de custos de investimento e de financiamento, bem como aqueles relativos ao inadimplemento e crédito (riscos de mercado e riscos econômico-financeiros – itens VII.2.1 e VII.2.3 acima).

Especificamente em relação às flutuações dos preços da energia elétrica, aqueles agentes de mercado que comprem energia no *short* apostando na baixa do preço *spot*, precisam se precaver dos riscos de uma projeção equivocada mantendo em caixa montantes suficientes para atender seus contratos mediante compra do volume necessário pelo preço *spot*.

Nesse sentido, é importante ter em mente que o preço *spot*, fixado pelo ONS com base em cálculos matemáticos, tem patamares mínimos e máximos na seguinte faixa: $17,47/\text{MWh} \geq \text{PLD} \leq \text{R\$ } 569,59/\text{MWh}$. Assim, a variação de preços não é de todo imprevisível, de modo que um vendedor de energia elétrica pode estimar o montante total que ele pode ser obrigado a despende caso suas projeções ao preço *spot* estejam erradas. E é justamente esse valor que deve estar disponível para garantir que haja cumprimento das obrigações contratuais de venda de energia por meio de compra das quantidades necessários no mercado.

Mas além disso, e ainda como forma de mitigar os riscos de variação de preço, e também aqueles decorrentes de variações de custos de investimento e de financiamento, existem os mecanismos de *hedge*. Em finanças, *hedge* significa toda e qualquer cobertura a um instrumento que visa proteger operações determinadas contra o risco de grandes variações de preço de determinado ativo⁸⁵.

Assim, ao efetuar operações de compra e venda de energia casadas, um agente está se protegendo do risco de variação do preço. Ou seja: quando um comercializador compra energia para entrega a um comprador específico, realizando tal compra pela exata quantidade demandada e ganhando pela transação apenas um *spread* sobre a operação, tal comercializador está cobrindo seu risco de exposição à flutuação dos preços do mercado.

Da mesma forma, quando um comercializador vende energia por meio de leilões privados a preço fixo, está cobrindo seu risco de especulação sobre os preços e eventuais perdas em relação à energia adquirida.

Ainda sobre o assunto, vale destacar que em locais com um setor elétrico mais desenvolvido, como Estados Unidos e alguns países da Europa, por exemplo, existem instrumentos de *hedge* financeiros, oferecidos por bancos, justamente para limitar as perdas decorrentes da variação dos preços de energia. Tal tipo de instrumento, entretanto, ainda não existe no Brasil. O único instrumento de *hedge* financeiro utilizado no território nacional busca assegurar risco cambial quando se trata de importação e exportação de energia elétrica.

⁸⁵ Conforme GITMAN, Lawrence Jeffrey. “Princípios da administração financeira”, 10ª edição. São Paulo, Editora Pearson Addison Wesley, 2004, p. 661.

ROBERTO MAYO, em seu livro “Derivativos de Eletricidade & Gerenciamento de Risco”, aposta na aplicação de derivativos de energia e, pautado em experiências estrangeiras, cita os contratos a termo, contratos futuros, *swaps* de eletricidade, contratos de opção (de compra e venda de energia, de compra e venda de clima, em todas as modalidades conhecidas⁸⁶), *hedgings* variados como possíveis formas de mitigação dos riscos ligados ao mercado de energia elétrica. Mas, para tanto, o setor elétrico brasileiro ainda precisa evoluir.

Finalmente, quanto aos riscos de inadimplemento e crédito, existem mecanismos de mitigação relacionados a aspectos econômicos e financeiros. Um deles é a realização de um estudo, prévio à celebração de um contrato de compra e venda de energia, da saúde financeira do comprador, com vistas a estimar o potencial de adimplemento daquele agente interessado na compra de energia elétrica.

Além disso, e ainda mais comum, são as exigências de garantia e contratação de seguros que garantam o cumprimento de todas as obrigações de fornecimento e pagamento assumidas. A título exemplificativo, cite-se a garantia obrigatória exigida pela CCEE quando um agente do mercado atua com *déficit* de energia contratada em relação à quantidade de energia vendida, justamente para garantir que haja meios financeiros de compra de energia no mercado à necessária liquidação dos contratos, bem como os instrumentos de CCG.

⁸⁶ Opções *Cap*, opções *Floor*, Opções *Collar*, opções exóticas, etc.

VII.3.5) Mecanismo de Mercado

Tendo-se em vista o caráter cada vez mais privado das negociações de energia no ACL brasileiro, seria um contra-senso cogitar-se de instrumentos legais, impostos pelo Poder Público, como forma de regulamentar e limitar os riscos inerentes às transações de energia elétrica. Uma solução de grandes proporções para a mitigação dos riscos em questão seria a criação de uma bolsa de energia, tal como sucedeu em diversos países do mundo.

As primeiras bolsas surgiram nos Estados Unidos no século XIX como locais centralizados onde os fazendeiros poderiam vender seus produtos uns aos outros. Esses mercados a céu aberto também possibilitavam aos fazendeiros a reduzir as discrepâncias nos preços das commodities negociadas decorrentes das flutuações sazonais na oferta e na demanda⁸⁷. Desde então, as simples trocas de produtos agrícolas transformaram-se em corporações globais complexas, onde bilhões de contratos dos mais são comercializados por ano.

As bolsas têm uma função importante na economia pois oferecem um mecanismo eficiente e eficaz de gerenciamento de riscos de preços. Com efeito, e de acordo com ELATIA ABATE, as bolsas ajudam os *traders* ao proporcionarem transparência de preços e um ambiente de negociação centralizada, eliminando as incertezas sobre a confiabilidade das partes que estão negociando e colaborando para a construção de contratos padronizados que mitigam as distorções dos preços⁸⁸.

⁸⁷ Chicago Mercantile Exchange Education Department. “*Futures and Options*” 2006, p. 2/3.

⁸⁸ ABATE, Elia. “*Futures Exchanges: The answer is liquidity*”. University of Chicago Booth School of Business, 30 de março de 2008, p. 2.

Não por outro motivo que em diversos países do mundo, a energia elétrica já é comercializada em bolsas. É o que ocorre, por exemplo, na Noruega, Suécia, Dinamarca e Finlândia, que se valem da NORDPOOL para compra e vender energia⁸⁹. Também a Bélgica possui sua bolsa de energia, conhecida por BELPEX⁹⁰. Nos Estados Unidos, podemos citar os exemplos das bolsas de Chicago (*Chicago Mercantile Exchange – CME*)⁹¹ e de Nova Iorque (*New York Mercantile Exchange – NYMEX*)⁹², que centralizam as transações de energia elétrica naqueles estados.

O funcionamento das bolsas de energia é bem parecido com o de uma bolsa de *commodities* convencionais, isto é, trata-se de um espaço para negociação de derivativos e para o mercado futuro de energia. Nas bolsas, as empresas podem vender antecipadamente parte da energia, garantindo o investimento, e as comercializadoras podem administrar as carteiras de contratos de curto prazo. Um mesmo contrato de compra e venda de energia é negociado várias vezes antes de chegar àquele que vai efetivamente receber a energia elétrica.

No Brasil, a criação de uma bolsa de energia é algo aguardado pelo mercado, que tem se movimentado para tanto. Seria a transição do “mundo físico” para o “mundo financeiro”. Nesse sentido, a bolsa surgiria como um instrumento de mercado para mitigar e gerenciar riscos e para viabilizar novos investimentos por meio da entrada de novos *players* no mercado de energia (como bancos, fundos, etc.).

Entretanto, não obstante a bolsa seja o caminho natural à comercialização das *commodities* em geral, e também da energia elétrica, como provam os modelos estrangeiros,

⁸⁹ <http://www.nordpoolspot.com>

⁹⁰ <http://www.belpex.be>

⁹¹ <http://www.cme.com>

⁹² <http://www.nymex.com>

no Brasil existem peculiaridades que devem ser consideradas para a criação de uma bolsa de energia. O mercado de energia brasileiro é muito complexo, seus preços não são formados pelas expectativas dos agentes, mas por cálculos matemáticos feitos por programas de computador (NEWAVE), e o mercado ainda se divide entre cativo e livre, o que adiciona outro fator complicador.

De todo modo, tal caminho parece cada vez mais inevitável. A atual metodologia peca pela pouca transparência e baixa capacidade de prever valores projetados em prazo mais longo. Além disso, as operações de compra e venda de energia são liquidadas bilateralmente entre os agentes, via telefone.

Com a bolsa, essas operações não só poderiam ser liquidadas via *internet*, como também poderiam levar em conta prazos mais longos. Ademais, haveria mais transparência e segurança nas transações, reforçando a credibilidade do mercado que poderia ser alvo de investidores, inclusive. Ainda, novos derivativos e ferramentas de *hedge* surgiriam, e profissionais se especializariam na área, fazendo crescer e expandir um mercado ainda amador no Brasil.

Assim, tudo leva a crer que a criação de uma bolsa de energia no Brasil será importante mecanismo de mercado para a mitigação de riscos decorrentes da comercialização de energia elétrica.

CONCLUSÃO

As transações de energia elétrica são parte de um tema bastante específico mas que, em razão do rápido desenvolvimento do setor elétrico brasileiro nos últimos anos, tem ganhado cada vez mais a atenção dos operadores de mercado e do Direito. Antes restrito a geradoras, transmissoras e distribuidoras, atualmente esse mercado conta com a participação de grandes consumidores e comercializadoras, criando oportunidades de expansão de negócios e de utilização de instrumentos legais e financeiros a favor das partes envolvidas nos processos que envolvem a energia elétrica.

E a evolução desse mercado não para. Tanto que especialistas da área prevêem, tal como ocorreu em outros países do mundo, a criação de uma bolsa de energia, o que fará com que novos *players* atuem nesse mercado, virando o setor elétrico um foco de novos investimentos e campo fértil para o desenvolvimento de novas profissões ou especializações.

E justamente em razão do futuro promissor do setor elétrico brasileiro que o presente trabalho foi elaborado. Buscou-se, assim, traçar um panorama geral do setor elétrico brasileiro, aprofundando-se na questão dos instrumentos contratuais celebrados por agentes do setor e nos riscos por eles enfrentados e gerenciados, sendo objetivo final deste trabalho dar tanto aos conhecedores do ramo como àqueles pouco familiarizados com o tema uma visão abrangente, mas detalhada e profunda em determinados aspectos, sobre a energia elétrica, seus contratos e principais aspectos legais ligados ao assunto.

Com esse fito, foram feitas algumas considerações acerca da singularidade da energia elétrica, apontando-se para as diferenças existentes entre uma compra e venda de bem

móvel comum e de compra e venda de energia elétrica, peculiar pelo fato de o bem energia não poder ser estocado, diferenciado dentro do Sistema, etc.

Seguiu-se traçando um breve histórico acerca do surgimento da energia elétrica no Brasil e de sua regulamentação ao longo dos anos, focando-se especialmente no projeto RE-SEB de reestruturação do setor e no Novo Modelo implementado na última década, com indicação de todas as principais alterações experimentadas pelo setor.

Após devida contextualização temporal, foram apontados os principais agentes do setor elétrico atual, explicando-se as respectivas competências e atribuições de cada órgão e o modo de atuação de cada um dos atores envolvidos no mercado de energia elétrica brasileiro.

Feitos tais esclarecimentos introdutórios sobre o tema, foi enfocada a questão dos impactos contratuais impostos pelos novos mecanismos de contratação de energia. Verificou-se, nessa etapa, a grande interferência do Estado na formação e execução dos contratos, em claro exemplo de dirigismo contratual.

Narradas as principais interferências do Poder Público nos contratos, procurou-se indicar as principais modalidades contratuais existentes no setor elétrico e, com base em pesquisa dogmática e constatações empíricas advindas da análise de diversos contratos, buscou-se enumerar e analisar as principais cláusulas dessas avenças.

E por fim, encerrou-se o presente estudo com uma análise geral dos principais riscos que podem afetar os negócios de energia elétrica e de alguns mecanismos de gestão e mitigação desses riscos.

Assim, ao término desse trabalho, torna-se possível sintetizar objetivamente suas proposições mais importantes, ora destacadas na forma de itens numéricos para facilitar a sua visualização:

- 1) A energia elétrica possui particularidades que devem ser consideradas na formulação de contratos que envolvam sua geração, transmissão, distribuição ou comercialização. É bem que (i) somente se observa por meio de instrumentos de medição; (ii) não pode ser estocado; (iii) é fungível e colocada à disposição dos usuários por meio de um sistema nacional, fazendo com que a energia adquirida por um comprador não seja necessariamente produzida e entregue pelo vendedor; (iv) sua disponibilidade depende do potencial energético dos geradores e pode ser afetada por fatores externos incontroláveis; etc..
- 2) As duas grandes reformas do setor elétrico brasileiro (RE-SEB e Novo Modelo) mudaram substancialmente o mercado de energia elétrica por meio, principalmente, da desverticalização do setor, com inserção de competição no segmentos, da criação do Consumidor Livre e das Comercializadoras e dos ambientes de contratação livre e regulado (ACL e ACR).
- 3) Esse dualismo de regimes de contratação permitiu que geradoras, transmissoras, consumidores livres e comercializadoras negociassem livremente seus contratos de compra e venda de energia, respeitadas, porém, determinadas condições impostas por lei, em clara manifestação de dirigismo contratual.

- 4) Os contratos de concessão, os atos de Permissão e Autorização são firmados pela Administração Pública com as empresas que executam os serviços públicos de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica.
- 5) Os Contratos Iniciais foram celebrados por geradoras e distribuidoras na fase de transição para o Novo Modelo do setor elétrico brasileiro e previam a descontração de parcelas de energia pelos distribuidores de modo a permitir a livre competição da compra e venda de energia por esses agentes.
- 6) Para conexão e uso do sistema de distribuição, os interessados devem firmar Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) e Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD).
- 7) Para conexão e uso do sistema de transmissão, os interessados devem firmar Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT), Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) e Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (CPST).
- 8) O ONS exige que transmissoras e distribuidoras firmem Contrato de Constituição de Garantia de pagamento e fiel cumprimento das obrigações previstas em um CCT/CCD ou CUST/CUSD, e exige das geradoras a celebração de um Contrato de Prestação de Serviços Ancilares para utilização de equipamentos e mecanismos que evitam a interrupção dos serviços.

- 9) O Contrato de Compra e Venda de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) é celebrado entre agentes vendedores (comercializadoras, geradoras) e compradores (distribuidoras) que participam dos leilões de compra e venda de energia e podem ser de quantidade ou disponibilidade.
- 10) O Contrato de Compra e Venda de Energia no ambiente de livre contratação (CCVE) são firmados por todos os agentes autorizados a atuar nesse mercado (excetuadas apenas as distribuidoras) e são livremente negociados entre seus contratantes em termos de preço, prazo, e demais condições fundamentais.
- 11) Além das modalidades contratuais acima, existem alguns tipos específicos relacionados à compra e uso de energia de reserva (CER e CONUER), à compra de energia incentivada e aos ajustes dos CCEAR (CLA).
- 12) A energia elétrica, notadamente no que se refere à sua comercialização, está sujeita a diversos riscos de mercado, técnicos e climáticos, econômico e financeiros, jurídicos e institucionais. Para mitigação desses riscos, os agentes do setor têm se valido de mecanismos contratuais, especialmente, além de estratégias comerciais, instrumentos financeiros, etc.
- 13) Um mecanismo de mercado para mitigação de riscos parece ser o caminho natural para o setor elétrico brasileiro, sendo várias as apostas na criação de uma bolsa de energia nacional.

BIBLIOGRAFIA

ABATE, Elia. *Futures Exchanges: The answer is liquidity*. University of Chicago Booth School of Business, 30 de março de 2008.

ÁLVARES, Walter Tolentino. **Curso de direito da energia**, Rio de Janeiro: Forense, 1978.

ARAGÃO, Alexandre Santos de. **Direito dos serviços públicos**, Rio de Janeiro: Forense, 2007.

AUGUSTO, Alvaro. **O Livre Mercado de Energia Elétrica Brasileiro: Parte I**, publicado em 15 de fevereiro de 2007 in <http://www.administradores.com.br/informe-se/artigos/o-livre-mercado-de-energia-eletrica-brasileiro-parte-i/1267/>

¹ BARROS, Cecília Vidigal Monteiro de. **Reestruturação do Setor Elétrico**, Dissertação apresentada como requisito parcial do grau de Doutora pela Faculdade de Direito da Universidade de São Paulo, São Paulo.

BITTAR, Carlos Alberto. **O Dirigismo Econômico e o Direito Contratual**, Revista dos Tribunais, Ano 68, Agosto de 1979, Vol. 526.

CALDAS, Geraldo Pereira. **Concessões de Serviços Públicos de Energia Elétrica**, Curitiba: Juruá, 2001.

CALDEIRA, João F., e PORTUGAL, Marcelo S. **Estratégia Long-Short, Neutra ao Mercado, e Index Tracking Baseadas em Portfólios Cointegrados**. Revista Brasileira de Finanças, 2010, Vol. 8, N. 4.

CLEVER M. CAMPOS em **Curso básico de direito de energia elétrica**, Rio de Janeiro: Synergia, 2010.

DINIZ, Maria Helena. **Curso de direito civil brasileiro**, 12 ed., São Paulo: Saraiva, 1996, v. 1.

DI PIETRO, Maria Silvia Zanella (Coord.). **Direito regulatório: temas polêmicos**, Belo Horizonte: Fórum, 2003.

ELENA LANDAU et al., **Regulação Jurídica do Setor Elétrico**, Rio de Janeiro: Lumen Juris, 2006.

GANIM, Antonio. **Setor Elétrico Brasileiro: aspectos regulamentares e tributários**, Rio de Janeiro: Canal Energia, 2003.

GESTEIRA, C. **Introdução à filosofia da eletricidade**. Série Cadernos Jurídicos da Energia, n. 8, IDE.

GITMAN, Lawrence Jeffrey. **Princípios da administração financeira**, 10ª edição. São Paulo, Editora Pearson Addison Wesley, 2004.

JORION, P. **Value at risk: a nova fonte de referência para o controle do risco de mercado**, São Paulo: Bolsa de Mercadorias & Futuros, 1998.

JUSTEN FILHO, Marçal. **Teoria geral das concessões de serviços públicos**, São Paulo: Dialética, 2003.

LEMGRUBER, E. F. et al. (Org.). **Gestão de risco e derivativos: aplicações no Brasil**. São Paulo: Atlas, 2001.

LIMA, Fabio Almeida. **A Regulação por Contratos no Setor Elétrico: O contrato de comercialização de energia elétrica no ambiente regulado – CCEAR e os leilões de energia**. Monografia apresentada para conclusão do curso de pós-graduação e, Direito da Regulação e Defesa da Concorrência do Centro Universitário de Brasília, Brasília, 2006.

LÔBO, Paulo Luiz Neto. **Dirigismo Contratual**, Revista de Direito Civil: imobiliário, agrário e empresarial, Ano 14, abril-junho de 1990, Volume 52.

LOUREIRO, Luis Gustavo Kaercher; SOUTO, Carlos Fernando. **O novo modelo do setor elétrico brasileiro e as cooperativas de eletrificação rural**. Porto Alegre: Livraria do Advogado, 1999.

LOUREIRO, Luis Gustavo Kaercher. **Constituição, energia e setor elétrico**. Porto Alegre: Sergio Antonio Fabris, 2009.

MAGALHÃES, G. **Força e Luz**, São Paulo: Unesp, 2000.

MAYO, Roberto. **Derivativos de Eletricidade e Gerenciamento de Risco**. São Paulo: Synergia, 2009.

McMILLAN, John. **A Reinvenção do Bazar: Uma história dos Mercados**. Rio de Janeiro: Jorge Zahar Editor, 2004.

MONIZ, Ana Raquel Gonçalves et al. **Temas de Direito da Energia**. Coimbra: Almedina, 2008.

RODRIK, Dani. **Development Strategies for the Next Century**, Harvard University, ago 2001.

ROLIM, Maria João Pereira. **Direito econômico da Energia Elétrica**, Rio de Janeiro: Forense, 2002.

SAMPAIO, José Luiz e CALÇADA, Caio Sergio. **Física: Volume único**, 3ª Ed, São Paulo: 2008.

TAMAROZI, Rodrigo. **Identificação, modelagem e mitigação de riscos em operações de comercialização de energia elétrica no mercado brasileiro**. Dissertação apresentada como requisito parcial do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Recursos Hídricos e Ambiental do Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná. Curitiba, 2002.

VOLPE FILHO, Clovis Alberto e ALVARENGA, Maria Amália de Figueiredo Pereira. **Setor Elétrico**, Curitiba: Juruá, 2004.