

2

Características do Mercado Brasileiro de Energia Elétrica

2.1.

O Setor Elétrico Brasileiro

O modelo atual do setor elétrico brasileiro é resultado da reforma iniciada na década de 90 durante o governo de Fernando Henrique Cardoso. A nova orientação para o livre mercado estava em descompasso com a estrutura do setor e os conflitos de interesse entre os agentes culminaram na crise de abastecimento de 2001. Ficaram evidentes as necessidades de ajustes e reestruturação, porém, estes foram conduzidos por uma nova estrutura de poder definida nas eleições presidenciais de 2002. Luiz Inácio Lula da Silva em seu primeiro período presidencial resgatou a idéia de um Estado forte e empreendedor, propulsor do desenvolvimento econômico.

2.1.1. A Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

A Promulgação da Lei das Concessões por meio da Lei 9.074 de 7 de julho de 1995 deu início efetivo à reestruturação do setor. Era a base legal que faltava para a criação e desenvolvimento de um mercado livre que dependia essencialmente de produtores independentes e consumidores livres, agora instituídos. Além disso, garantia o livre acesso dos agentes às redes de transmissão e distribuição.

A reforma do referido setor teve início a partir do Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (RESEB) cujo objetivo era a introdução de um ambiente de competição com crescente participação privada. Para tal, foram propostos um processo de desverticalização, um cronograma de privatização das empresas, um conjunto de reformas institucionais e um novo modelo de negociação de energia. A separação dos segmentos de atuação aumentaria o número de empresas estimulando a competição. As privatizações seriam a solução para a carência de investimentos e dariam mais dinamismo ao mercado. As

reformas institucionais garantiriam o bom funcionamento do mercado através da correção de distorções causadas pela migração do modelo público monopolista para o privado de livre mercado. O novo modelo de negociação de energia produziria um preço eficiente, que balizaria os contratos de longo prazo e as decisões de investimento.

Contudo, o processo de reestruturação esbarrou em sérios entraves à sua consolidação a partir de 1999. A economia mundial estava em crise e com isso, o cronograma de privatização, em sua maioria, não foi concretizado. O governo passava por uma crise fiscal e o setor elétrico sofria a mais de uma década com a falta de investimentos. O conflito de interesses entre os agentes paralisou o Mercado Atacadista de Energia e vários contratos não estavam sendo cumpridos.

Em 2001, a estiagem no sudeste e nordeste provocou uma baixa sem precedentes dos reservatórios e o país foi assolado por uma crise de abastecimento impondo um regime de racionamento de energia. Fortes prejuízos operacionais foram absorvidos pelo setor nos anos pós-acionamento devido ao descompasso entre oferta e demanda. Em 2003, com a mudança de governo, o Ministério de Minas e Energia começou a elaborar o Novo Marco Regulatório para o Setor Elétrico. Este foi aprovado pelo Congresso Nacional em 2004 por meio das Leis n.º 10.847 e n.º 10.848, ambas de 15 de março de 2004, instaurando um novo modelo para o setor elétrico brasileiro vigente até hoje.

2.1.2. O Atual Modelo do Setor Elétrico

As instituições e suas principais atribuições estão apresentadas na Figura 1.

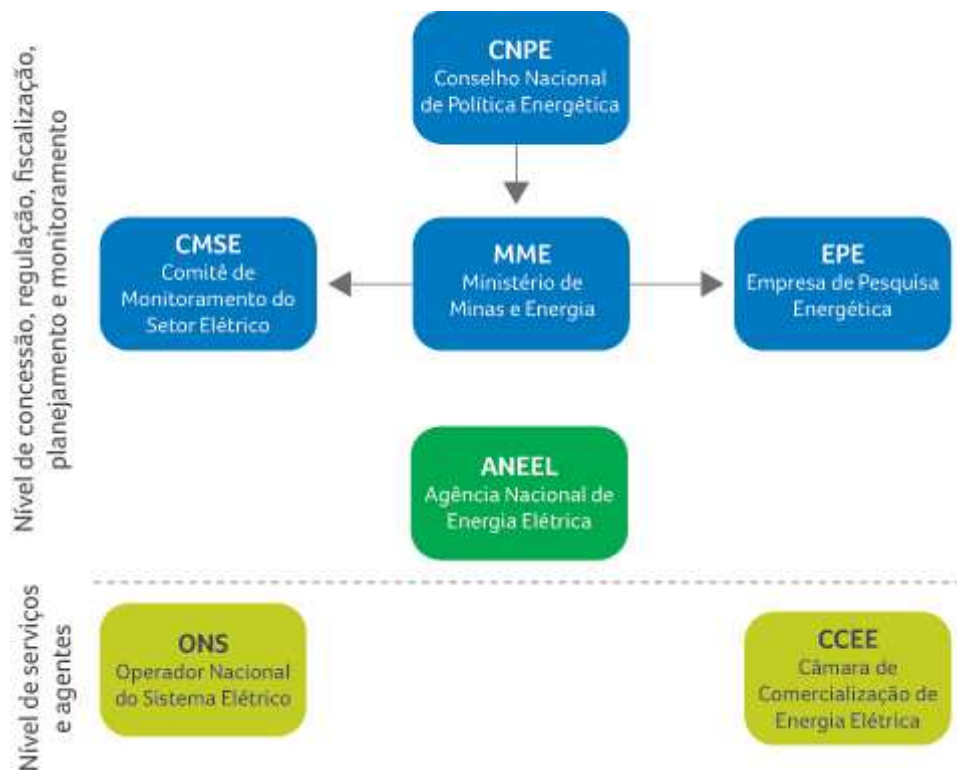


Figura 1 - Novo Modelo do Setor Elétrico: Organograma das Principais Instituições
Fonte: Eletrobras – Relatório de Sustentabilidade 2010

2.1.2.1. Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

Órgão vinculado à Presidência da República criado por meio da lei nº 9.478 de 6 de agosto de 1997. Tem como principais atribuições formular políticas e diretrizes para a aplicação da matriz energética, bem como assegurar o suprimento de insumos energéticos em todo território nacional.

2.1.2.2. Ministério de Minas e Energia (MME)

Órgão do Governo Federal que voltou a ser criado em 1992, por meio da lei nº 8.422 de 14 de maio 1992. É responsável pela condução das políticas de desenvolvimento e segurança energéticas do país. Segue as diretrizes definidas pelo CNPE.

2.1.2.3. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

Foi criado pelo MME em 2004, por meio da lei nº 10.848 de 15 de março de 2004. Está sob a coordenação direta do Ministério de Minas e Energia (MME). Tem a função específica de acompanhar todos os segmentos do setor de forma a garantir a segurança do abastecimento de energia.

2.1.2.4. Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

Foi instituída em 15 de março de 2004, por meio da lei nº 10.847 de 15 de março de 2004, está vinculada ao MME. Sua finalidade é produzir estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, bem com a obtenção da licença ambiental prévia para os empreendimentos de expansão do setor de energia elétrica.

2.1.2.5. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)

Autarquia sob regime especial de Agência Reguladora. Foi criada pela Lei nº 9.427 de 26 de dezembro de 1996. É a reguladora e fiscalizadora de todas as atividades e segmentos do setor. Deve zelar pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pela modicidade tarifária, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria.

2.1.2.6. Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

O ONS foi criado através da lei nº 9648 de 27 de maio de 1998, e sofreu alterações pela Lei nº 10.848 de 15 de março 2004 e pelo Decreto nº 5.081 de 14 de maio de 2004, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), e administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil.

Tem como objetivo principal, atender os requisitos de carga elétrica, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda, as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país.

2.1.2.7. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, atua sob autorização, regulação e fiscalização da ANEEL, segundo a Convenção de Comercialização, instituída pela Resolução Normativa ANEEL nº 109 de 26 de outubro de 2004. Sua operação começou em 10 de novembro de 2004. Entre suas principais obrigações estão:

- Apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo;
- Realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados;
- Liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo e
- Realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

A nova organização e a relação entre as instituições centralizaram, em última instância, as decisões quanto ao desenvolvimento do setor e sua sustentabilidade no Ministério de Minas e Energia. O SIN é composto de quatro submercados (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte) e sua operação é centralizada pelo ONS. Toda contratação de energia acontece no âmbito do CCEE em dois ambientes distintos, um regulado (ACR) e outro livre (ACL). As diferenças entre a energia contratada e a consumida são liquidadas no Mercado de Curto Prazo (*Spot*). O Preço de referência do Mercado *Spot* é o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), calculado pelo ONS com base no custo marginal de operação do sistema.

2.2. O Preço de Liquidação de Diferenças

O PLD é o preço de referência para liquidação financeira das diferenças de energia contratada e consumida no mercado de curto prazo. A sua formação resulta da operação ótima do sistema hidrotérmico por submercado, o que

significa que a decisão entre uso e preservação dos reservatórios na geração produz custo marginal mínimo no médio e longo prazo.

Analisando a Figura 2 é possível descrever o processo de decisão ótima. Eles representam a relação entre o volume dos reservatórios e os custos, imediato e futuro.

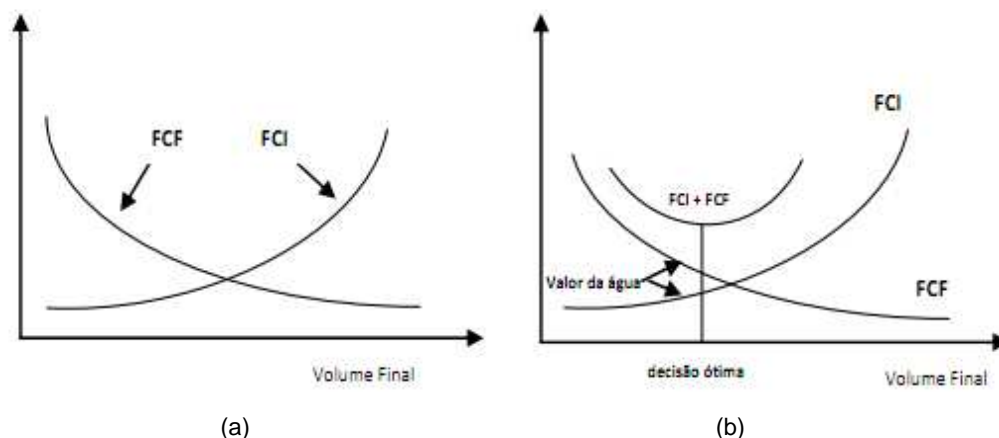


Figura 2 - Custo imediato e futuro, e uso ótimo da água, respectivamente.
Fonte: Gomes *et al.*, 2010

A Função de Custo Imediato (FCI) representa os custos de geração térmica no presente e, quanto maior o volume final dos reservatórios, maior será a geração térmica e conseqüentemente maior será o custo imediato.

A Função de Custo Futuro (FCF) representa os custos da geração térmica esperada no futuro, isto é, quanto maior o volume final dos reservatórios, menor será a expectativa de geração térmica e menor será o custo esperado.

O gráfico (a) mostra as duas curvas e sua intercessão, enquanto o (b) mostra a função conjunta e a decisão ótima a ser tomada.

Segundo Gomes *et al.* (2010), a decisão ótima de operação de um sistema hidrotérmico corresponde ao ponto que minimiza (FCI + FCF) e cuja derivada de FCI e FCF em relação ao armazenamento de água se igualam. Logo, é possível descrever o problema algebricamente para um momento da seguinte forma:

$$z_t = \text{Min}[C_j \times G_{tj} + \text{FCF}(v_{t+1})] \quad (1)$$

Sendo:

z_t = função custo total

C_j = custo variável da térmica j

G_{tj} = geração da térmica j no estágio t

FCF ($v_t + 1$) = função de custo futuro

Algumas restrições devem ser levadas em consideração, como o balanço hídrico, armazenamento e turbinamento referentes ao setor hidroelétrico, a geração térmica e o atendimento à demanda obrigatório por lei.

O ONS é o responsável por fazer a decisão entre usar os reservatórios ou ligar as termoelétricas a um preço maior e para isso utiliza de ferramentas de pesquisa operacional e de otimização chamadas Decomp e Newave, sendo o PLD um dos multiplicadores calculados. Segundo Gomes *et al*, (2010), o PLD pode ser definido como o multiplicador associado à restrição de atendimento à demanda, em outras palavras, o PLD é o custo de produção de 1 MWh adicional no ponto ótimo de minimização sendo sua unidade R\$/MWh.

2.3. O Ambiente de Contratação Livre

Segundo o CCEE, o novo marco do setor elétrico definiu que a comercialização de energia elétrica seja realizada em dois ambientes de mercado, Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Como a empresa comercializadora hipotética do presente estudo atua apenas no ACL, através de contratos bilaterais de compra e venda de energia em diferentes submercados, este trabalho discorrerá apenas sobre o modelo de mercado que se relaciona com o objeto de estudo.

A Figura 3 apresenta um modelo do mercado.

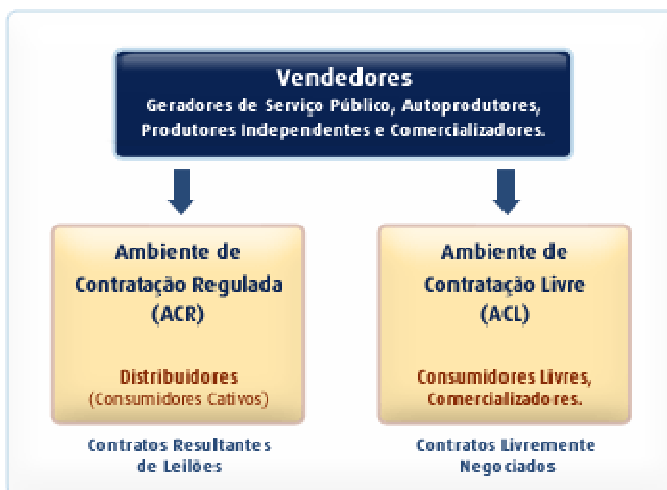


Figura 3 - Visão geral da comercialização de energia.
Fonte: CCEE

Atuam no ACL empresas geradoras, comercializadoras, consumidoras livres, importadoras e exportadoras de energia. Esses agentes compram e vendem energia através de contratos bilaterais com condições livremente negociadas, como por exemplo, preço, volume de energia e prazo. Os contratos, chamados de Contrato de Compra e Venda de Energia (CCVEE) são registrados no CCEE que repassa ao ONS as informações sobre as requisições de energia. O Operador, por sua vez, contabiliza as diferenças que serão liquidadas no mercado *spot* ao preço de liquidação de diferenças (PLD). O PLD é o preço balizador dos contratos de longo prazo celebrado no ACL.

Para se comprar energia nesse ambiente é preciso ser um Consumidor Livre. A ANEEL e o CCEE classificam o consumidor livre como aquele que adquire energia elétrica em contratos bilaterais livremente negociados no ACL e satisfaz os requisitos mínimos estabelecidos em legislação específica (artigos 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995). A lei afirma que estão sob essa classificação consumidores com demanda contratada igual ou superior a 3 MW, ligado em nível de tensão igual ou superior a 69 kV, como, por exemplo, grandes indústrias. Caso o consumidor esteja ligado à rede de distribuição desde a data anterior a julho de 1995, não há restrição quanto ao nível de tensão. Algumas vantagens em ser um consumidor livre podem ser destacadas:

- Liberdade para negociar o preço da energia e demais condições contratuais;
- Vantagens em relação aos preços da tarifa de energia do cativo;
- Liberdade de compra de volumes de energia adequados ao seu perfil de consumo;
- Transações celebradas através de contratos bilaterais, com opção para contratação de curto, médio e longo prazo;
- Aquisição de energia adicional;
- Índices de reajuste previamente acordados;
- Segurança e conhecimento do preço do contrato ao longo de todo o contrato.

2.4. A Formatação dos Contratos de Energia

Os contratos possuem, ao menos, três informações fundamentais que juntas compõem o seu valor. A primeira é o período de vigência, período da entrega da energia, que pode ser de curto, médio ou longo prazo; o volume de energia elétrica negociado, sendo sua unidade de medida o megawatt vezes hora (MWh) e o preço, que é o valor monetário definido por MWh, como por exemplo, R\$ 100,00/MWh.

Para um contrato de 2 anos, que envolve 17.520 horas, para um volume 100 MWh e um preço de R\$ 100,00 por MWh o valor do contrato seria definido segundo a equação:

$$17.520 \text{ horas} \times 100 \text{ MWh} \times R\$100 / \text{MWh} = R\$ 175.200,00 \quad (2)$$

Com frequência, como a energia contratada mensalmente varia, é convencionada a notação MW médios ao invés de MWh. Essa notação é muito utilizada porque simplifica o método do cálculo do valor do contrato para a definição do volume de energia a ser entregue. Nesse trabalho a notação MW representa valores de MW médios mensais e anuais, não potência.

Como o mercado de energia elétrica brasileiro apresenta quatro submercados diferentes, é importante que o contrato tenha bem definido o local da entrega de energia. Isso se faz necessário porque os PLDs são calculados por submercados e, com frequência, são diferentes entre si. Essa diferença de preços entre os submercados introduzem a relação de risco e retorno nos contratos de compra e venda de energia.