

2

O Mercado de Energia Elétrica no Brasil

2.1

Considerações Iniciais

Impulsionado por investimentos governamentais, o SEB passou por um período de grande crescimento a partir da década de 60. Esse crescimento era baseado principalmente na disponibilidade de crédito internacional a juros baixos, instrumentos tributários de financiamento setorial e ampla disponibilidade de recursos hídricos de baixo custo, próximos aos centros de carga. O fim do crédito externo e a alta da inflação no final da década de 70 levaram o setor público a uma grave crise fiscal que perdurou por toda a década seguinte, com forte redução nos investimentos em geração de energia (Caporal e Brandão, 2008).

Na segunda metade da década de 1990, foi dado início a um processo de reformas do setor elétrico brasileiro com a privatização de ativos e a consequente implantação de políticas regulatórias. Este processo tinha como principal objetivo concentrar as atribuições do Estado essencialmente na formulação de políticas energéticas para o setor e na regulação de suas atividades, incluindo geração, transmissão, comercialização e distribuição. Neste novo modelo foram incorporados novos agentes como o consumidor livre, o autoprodutor e o produtor independente de energia, bem como a desverticalização do setor e a introdução da livre concorrência nas áreas de geração e comercialização visando atrair o capital privado, reduzir custos e aumentar a eficiência global do sistema.

Na seção 2.2 serão discutidas as mudanças e a segmentação das empresas do SEB. Na seção 2.3 serão apresentadas as instituições do SEB e suas funções. Na seção 2.4, os mecanismos de venda de energia serão discutidos. Finalmente, na seção 2.5 se discutirá a formação dos preços no mercado de curto prazo brasileiro.

O presente capítulo permite que sejam atingidos os objetivos O1 e O2.

2.2

Alterações no Setor Elétrico Brasileiro

2.2.1

Modelo Antigo (até 1995)

Na década de 50, o acelerado desenvolvimento do parque industrial brasileiro, composto basicamente de empresas privadas de atuação local, incapazes ou desinteressadas em mobilizar recursos necessários à expansão da oferta de energia elétrica seja pela limitação da economia nacional, seja pela menor atratividade dos investimentos de mais longo prazo, o SEB passou a exibir acentuada redução de qualidade de seus serviços, com frequentes e crescentes interrupções e cortes de energia.

A crise energética agravou-se, obrigando o governo a adotar medidas de racionamento e a pensar em planejamento. A primeira manifestação de planejamento e de intervenção do Estado no setor de energia elétrica foi a criação, em 1954, da Companhia Hidro Elétrica do São Francisco (CHESF). Assim, o governo passou a intervir diretamente no setor elétrico, elaborando o primeiro Plano Nacional de Eletrificação e criando, em 1960, a Eletrobrás, para coordenar as atividades de planejamento, financiamento e execução da política da energia elétrica. Durante as décadas de 60 e 70 foram criadas diversas empresas estatais e o Ministério de Minas e Energia (MME). Em 1973 foi assinado o Tratado de Itaipu, entre Brasil e Paraguai, para a construção da Usina de Itaipu.

A partir da década de 80, o esgotamento do modelo de desenvolvimento nacional calcado na ação do Estado, traduzido pela redução da atividade econômica, em paralelo a um reordenamento da economia mundial, teve reflexos no setor elétrico. O quadro do setor revelou escassez de recursos próprios, reduzidas possibilidades de acesso às fontes de financiamento, comprometimento das receitas e crescente questionamento social (Chiganer et al, 2002).

No fim da década de 80 houve uma tentativa de se reestruturar o setor através de suas próprias empresas, porém não se obteve sucesso devido à falta de consenso entre as empresas estaduais, regionais e a própria Eletrobrás.

2.2.2

Modelo de Livre Mercado (1995 até 2003)

A reforma do SEB começou com a Lei nº 8.631 de 1993, que extinguiu a equalização tarifária vigente e criou os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, e foi marcada pela promulgação da Lei nº 9.074 de 1995, que criou o Produtor Independente de Energia e o conceito de Consumidor Livre.

Em 1996 foi implantado o Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RE-SEB), coordenado pelo MME. Suas principais conclusões foram a necessidade de implementar a desverticalização das empresas de energia elétrica nos segmentos de geração, transmissão e distribuição; incentivar a competição nos segmentos de geração e comercialização e manter sob regulação do Estado a distribuição e a transmissão, consideradas como monopólios naturais.

A nova configuração do SEB possibilitou a livre concorrência na comercialização de energia e estimulou o investimento privado para expansão da oferta. A legislação estabeleceu regras para que uma parte cada vez maior do mercado pudesse escolher seu próprio provedor de energia. As unidades consumidoras com esse direito passam a ser denominadas "clientes livres".

Neste período foram criados um órgão regulador, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL); um operador, o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e um ambiente para a realização das transações de compra e venda de energia elétrica, o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Concluído em agosto de 1998, o Projeto RE-SEB definiu o arcabouço conceitual e institucional do modelo a ser implantado no SEB.

Em 2001, o setor elétrico sofreu uma grave crise de abastecimento que levou a um plano de racionamento de energia elétrica. Esse acontecimento gerou uma série de questionamentos sobre os rumos que o setor elétrico estava trilhando. Visando adequar o modelo em implantação, foi instituído em 2002 o Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, cujo trabalho resultou em um conjunto de propostas de alterações no SEB.

2.2.3

Novo Modelo (após 2004)

Nos anos de 2003 e 2004 o Governo Federal lançou as bases para um novo SEB, sustentado pelas Leis nº 10.847/04 e 10.848/04 e Decreto nº 5.163/04.

Em termos institucionais, o novo modelo definiu a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), responsável pelo planejamento de longo prazo; do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), com a função de avaliar a segurança do suprimento e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com funções relativas à comercialização no SIN.

Outras alterações importantes incluem a definição do exercício do Poder Concedente ao Ministério de Minas e Energia (MME) e a ampliação da autonomia do ONS. Em relação à comercialização, foram criados dois ambientes para contratação de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), do qual participam agentes de geração e de distribuição; e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores e consumidores livres.

O novo modelo do setor elétrico visa atingir três objetivos principais:

- Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;
- Promover a modicidade tarifária; e
- Promover a inserção social no SEB, em particular pelos programas de universalização de atendimento.

O modelo prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda:

- A exigência de contratação de totalidade da demanda, em um horizonte de 5 anos, por parte das distribuidoras e dos consumidores livres;
- Nova metodologia de cálculo do lastro para venda de geração;
- Contratação de usinas hidrelétricas e termelétricas em proporções que assegurem melhor equilíbrio entre garantia e custo de suprimento; e
- O monitoramento da continuidade e da segurança de suprimento.

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas distribuidoras no ACR por meio de leilões – observado o critério de menor tarifa, objetivando a redução do custo de aquisição da energia elétrica a ser repassada para a tarifa dos consumidores cativos.

A Tabela 2.1 apresenta um resumo das principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual, que acabaram por resultar em transformações nas atividades de alguns agentes do setor.

Tabela 2.1 - Mudanças do Setor Elétrico Brasileiro

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	Divisão em: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Divisão em: 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
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre ACL e ACR
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	ACL: Preços livremente negociados na geração comercialização. ACR: leilão e licitação pela menor tarifa
Planej. Determinativo - Grupo Coordenador do Planej. dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planej. Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado até ago/03 (95% até dez/04)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Diferenças do balanço energético rateados entre compradores	Diferenças balanço energético liquidados no MAE	Diferenças do balanço energético liquidados na CCEE.

Fonte: Adaptado de CCEE (2011a)

2.2.4

Segmentos das Empresas de Energia Elétrica

Geração de Energia Elétrica

Aberta ao investimento privado, tanto para a compra de usinas já existentes como para a iniciativa de construção de novas fontes geradoras, preservando-se o princípio de livre competitividade.

Transmissão de Energia Elétrica

Manteve-se o monopólio natural para as concessionárias distribuidoras, e também a interligação dos diversos subsistemas. As condições de conexão de unidades geradoras ou consumidoras à rede básica sob os aspectos técnicos e operacionais e de tarifas são estabelecidas por órgão regulador federal.

Distribuição de Energia Elétrica

Manteve-se o monopólio natural para as unidades consumidoras, também como todas as condições de conexão, tarifas, estabelecidas por regulamentação de órgão regulador federal.

Comercialização de Energia Elétrica

Nessa nova configuração, o cliente tem a oportunidade de escolher a sua comercializadora, negociando preços, montantes e revenda de excedente. A escolha do cliente final terá caráter concorrencial, cabendo a esse cliente a escolha de empresa autorizada para a compra de energia.

Importação de Energia Elétrica

São os Agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar importação de energia elétrica para abastecimento do mercado nacional.

Exportação de Energia Elétrica

São os Agentes do setor que detêm autorização do Poder Concedente para realizar exportação de energia elétrica para abastecimento de países vizinhos.

2.3

Instituições do Setor Elétrico Brasileiro

Ao longo dos anos, com as diversas alterações no SEB, criaram-se novas instituições e alteraram-se funções de algumas instituições já existentes. Abaixo é apresentada a estrutura atual do setor.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

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

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

MME – Ministério de Minas e Energia

O MME é o órgão do Governo Federal responsável pela condução das políticas energéticas do país. Suas principais obrigações incluem a formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes definidas pelo CNPE. O MME é responsável 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.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184 de 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 socioambiental de usinas, e a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

O CMSE é um órgão criado no âmbito do MME, sob sua coordenação direta, com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional.

Suas principais atribuições incluem: acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica; avaliar as condições de abastecimento e de atendimento; realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e de atendimento; identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança de abastecimento e expansão do setor e elaborar propostas para ajustes e ações preventivas que possam restaurar a segurança no abastecimento e no atendimento elétrico.

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL foi instituída pela Lei nº 9.427/96 e constituída pelo Decreto nº 2.335/97, com as atribuições de regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, zelando pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos Agentes e da Indústria.

As alterações promovidas em 2004 pelo novo modelo do setor estabeleceram como responsabilidade da ANEEL, direta ou indiretamente, a promoção de licitações na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN).

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

A CCEE, instituída pela Lei nº 10.848/04 e criada pelo Decreto nº 5.177/04, absorveu as funções do MAE e suas estruturas organizacionais e operacionais. Entre suas principais obrigações estão: a apuração do PLD, utilizado para valorar as transações realizadas no mercado de curto prazo; a realização da contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados; a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo e a realização de leilões de compra e venda de energia no ACR, por delegação da ANEEL.

É na CCEE que ocorre o processamento da contabilização da energia elétrica produzida e consumida no Brasil, o que representa um mercado de cerca de 500 milhões de MWh por ano (Caporal e Brandão, 2008). A contabilização da CCEE leva em consideração toda a energia contratada por parte dos agentes e toda a energia efetivamente verificada (consumida ou gerada), conforme ilustrado na Figura 2.1.

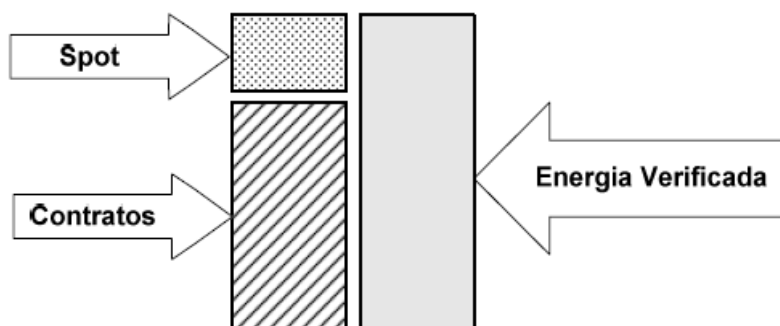


Figura 2.1 - Contabilização da Energia Disponível no Sistema

Fonte: Caporal e Brandão (2008)

As empresas geradoras, distribuidoras e comercializadoras de energia elétrica registram na CCEE os montantes de energia contratada, assim como os dados de medição, para que desta forma se possa determinar quais as diferenças entre o que foi produzido ou consumido e o que foi contratado. Essa diferença é liquidada mensalmente na CCEE, ao PLD para cada submercado e para cada patamar de carga. Adotou-se também o centro de gravidade desses submercados como o ponto onde é feita a entrega simbólica da energia elétrica e onde a geração total é igual ao consumo total.

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O ONS foi criado pela Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e regulamentado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, com as alterações do Decreto nº 5.081, de 14 de maio de 2004, para operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no SIN, e administrar a rede básica de transmissão de eletricidade no país.

Tem como objetivo principal, atender os 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.

A Figura 2.2 mostra a hierarquia das Instituições do Sistema Elétrico Brasileiro.

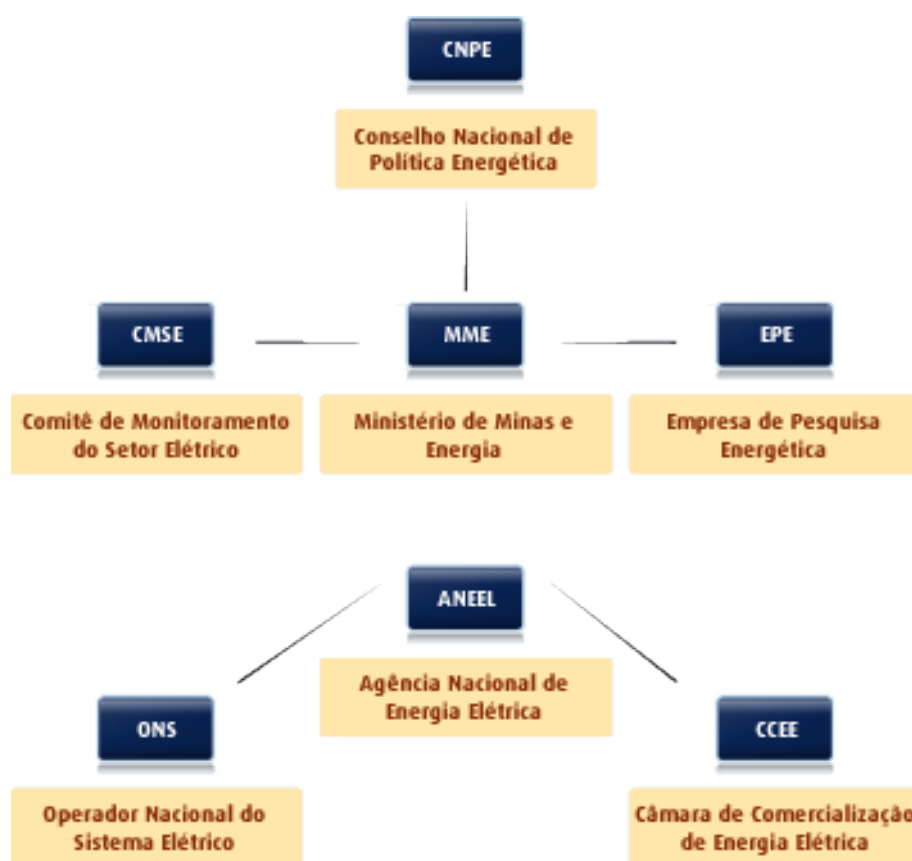


Figura 2.2 - Diagrama das Instituições do Sistema Elétrico Brasileiro

Fonte: CCEE (2011b)

2.4

Comercialização de Energia no SEB

O modelo vigente do setor elétrico prevê que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes de mercado:

- Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e
- Ambiente de Contratação Livre (ACL)

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 – agentes de geração, comercialização ou importação, que sejam habilitados para este fim – e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia.

Já no ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres/especiais, importadores e exportadores de energia, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), que são contratos negociados livremente entre duas partes e firmados entre os agentes, sem a participação da ANEEL ou da CCEE.

Os agentes de geração – sejam concessionários de serviço público de geração, produtores independentes de energia ou autoprodutores – assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes, mantendo o caráter competitivo da geração.

Tanto os contratos do ACR como os do ACL são registrados na CCEE e servem de base para a contabilização e liquidação das diferenças no mercado de curto prazo. Os montantes totais contratados são liquidados bilateralmente pelos agentes, fora do ambiente de operações da CCEE e de acordo com condições contratuais específicas.

Conforme disposto no inciso I do art. 2º do Decreto nº 5.163/04, os agentes vendedores devem apresentar cem por cento de lastro para venda de energia e potência, constituído pela *garantia física* – quantidade máxima de energia que as

usinas hidrelétricas, termelétricas e projetos de importação de energia podem comercializar, conforme estabelecido na Lei nº 10.848 de 2004 e regulamentada pelo art. 2º do Decreto nº 5.163 de 2004 –, proporcionada por empreendimento de geração próprios ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. A inexistência do referido lastro será possível de penalidades definidas em regras e procedimentos de comercialização específicos.

Os agentes de distribuição e os consumidores livres/especiais também devem apresentar 100% de cobertura contratual para o atendimento de seu mercado e consumo a partir de 2010, estando sujeitos a penalidades caso não comprovem a existência dessa cobertura junto à CCEE, conforme disposto no parágrafo II do art. 3º do Decreto nº 5.163/04.

2.4.1

Ambiente de Contratação Regulada

Participam do ACR os agentes vendedores e agentes de distribuição de eletricidade. Para garantir o atendimento aos seus mercados, estes podem adquirir energia das seguintes formas (art. 13 do Decreto nº 5.163/04):

- Leilões de compra de energia proveniente de geradores existentes e de novos empreendimentos de geração;
- Geração distribuída – produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes conectados diretamente no sistema de distribuição do comprador (excetuando usinas hidrelétricas com potência instalada acima de 30 MW e usinas termelétricas, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%);
- Usinas que produzem energia elétrica a partir de fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas (PCH) e biomassa, contratadas no Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) – programa que tem por objetivo a diversificação da matriz energética nacional através da contratação de capacidade no SIN, produzidos pelas fontes incentivadas citadas acima; e
- Itaipu Binacional.

2.4.2

Ambiente de Contratação Livre

No ACL, participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia elétrica, além dos consumidores livre e especiais. Neste ambiente, há liberdade para se estabelecer volumes de compra e venda de energia e seus respectivos preços, sendo as transações pactuadas através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL).

Os consumidores que optem por tornarem-se livres, realizando a compra de energia através de contratos no ACL, devem ser Agentes da CCEE e estão sujeitos ao pagamento de todos os encargos, taxas e contribuições setoriais previstas na legislação. Conforme descrito no parágrafo 2º do art. 49 do Decreto nº5.163 de 2004, esses consumidores podem manter parte da aquisição de sua energia de forma regulada junto à concessionária de distribuição, constituindo assim um consumidor parcialmente livre.

Caso o consumidor livre queira retornar à condição de cativo, deve informar essa decisão à concessionária de distribuição local com um prazo mínimo de cinco anos, sendo que esse prazo pode ser reduzido mediante acordo entre as partes.

No caso de consumidor especial, que optou por adquirir parte ou a totalidade do respectivo consumo de energia por meio da comercialização de energia incentivada, poderá voltar a ser atendido plenamente pela respectiva concessionária ou permissionária de distribuição, desde que manifeste formalmente essa opção com antecedência de 180 (cento e oitenta) dias, em relação à data do início do fornecimento, sendo que esse prazo pode ser reduzido a critério da concessionária ou permissionária de distribuição, como disposto no § 1º, art. 5º, da Resolução ANEEL nº 247/06.

2.4.3

Leilões de Energia Elétrica

As concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do SIN, por meio de licitação na modalidade de leilões, devem garantir o atendimento à totalidade de seu mercado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), de acordo com o estabelecido pelo artigo 11 do Decreto nº 5.163/2004 e artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

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 determinado no parágrafo 11 do artigo 2º da Lei nº 10.848/2004.

O critério de menor tarifa (inciso VII, do art. 20, do Decreto nº 5.163/2004) é utilizado para definir os vencedores de um leilão, aqueles que ofertarem energia elétrica pelo menor preço por MWh para atendimento da demanda prevista pelas distribuidoras. Os Contratos de Comercialização de Energia Elétrica em Ambiente Regulado (CCEAR), 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.

Seja A o ano do início do suprimento da eletricidade adquirida pelos distribuidores nos leilões, segue o cronograma para a realização dos mesmos:

- 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.

Além disso, poderão ser promovidos leilões de ajuste, previstos no artigo 26 do Decreto nº 5.163, de 30/07/2004, tendo por objetivo complementar a carga de energia necessária ao atendimento do mercado consumidor das concessionárias de distribuição, até o limite de 1% dessa carga.

2.5

Formação dos Preços no Mercado de Curto Prazo Brasileiro

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar compras e vendas no Mercado de Curto Prazo e para a liquidação financeira das diferenças entre a energia efetivamente verificada e a contratada pelos agentes.

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

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

Caso o modelo fosse de curto prazo, a solução ótima apontaria para a máxima utilização possível dos recursos hídricos, que tem o menor custo entre todos os combustíveis. Entretanto, esse procedimento implicaria grandes riscos futuros, por exemplo, a necessidade da entrada em operação de várias termelétricas, caso as condições hidrológicas não sejam favoráveis. Por outro lado, elevar a utilização das termelétricas, aumenta os custos de operação e o risco de vertimento de água em caso de altas afluências. Uma representação do esquema decisório é apresentada na Figura 2.3.

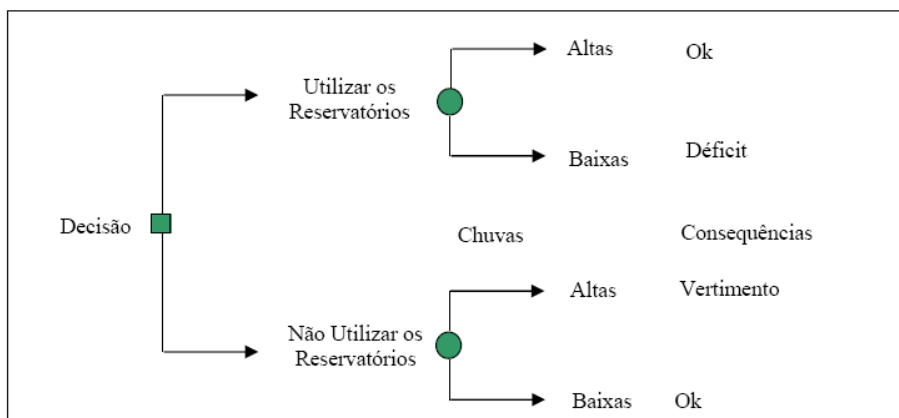


Figura 2.3 - Processo de Decisão para Sistemas Hidrotérmicos

Fonte: Gomes et al (2005)

Como existem incertezas sobre os níveis de afluência, existe a necessidade de se comparar o benefício do uso imediato da água com o benefício de seu armazenamento para uso futuro. A Figura 2.4 mostra que a otimização do uso da água é alcançada quando o módulo da derivada da Função de Custo Imediato (FCI) em relação a V , o volume de água armazenado, se iguala ao módulo da derivada da Função de Custo Futuro (FCF), também em relação a V . Note-se que a variável de decisão nesse caso é o volume armazenado (não o volume turbinado, ou seja, o volume que é efetivamente utilizado para a geração de energia), logo, próximo à origem do eixo das abscissas temos um baixo volume de água armazenado (em consequência um alto volume turbinado), com isso tem-se um baixo custo imediato – devido ao uso da água “gratuita” para geração – e um elevado custo futuro – relacionado ao maior uso de usinas térmicas no futuro.



Figura 2.4 - Minimização do Custo de Operação de um Sistema Hidrotérmico

Fonte: Mayo (2009)

Como dito anteriormente, a otimização do uso da água é alcançada quando o módulo da derivada da FCI em relação a V , se iguala ao módulo da derivada da FCF em relação ao mesmo parâmetro, matematicamente temos:

$$\left| \frac{\partial FCI}{\partial V} \right| = \left| \frac{\partial FCF}{\partial V} \right| \quad (1)$$

ou mais precisamente,

$$\frac{\partial FCI}{\partial V} = - \frac{\partial FCF}{\partial V} \quad (2)$$

Onde:

V – é o volume de água armazenado, em hm^3 .

Ao valor $\frac{\partial FCI}{\partial V}$ se dá o nome de *valor da água*, donde se conclui que o valor da água contida nos reservatórios não é nulo, seu valor é relacionado ao custo de oportunidade de se economizar água para uso futuro (Batista, 2007).

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

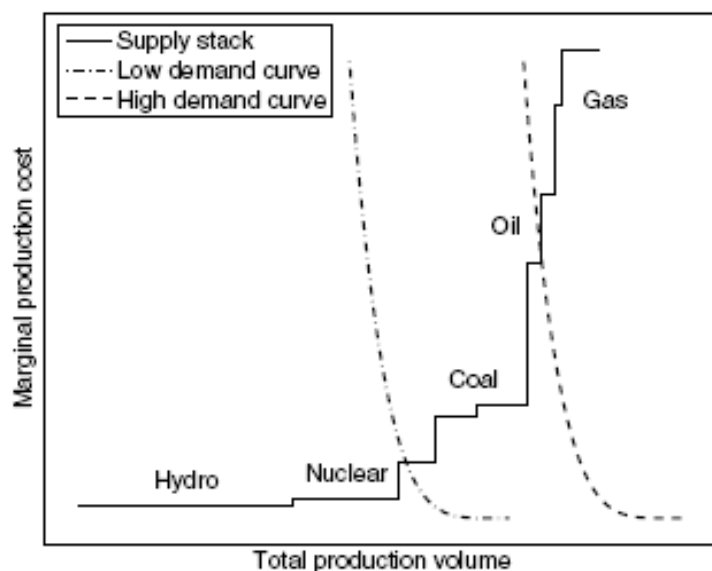


Figura 2.5 - Custo Marginal de Operação x Volume Total de Produção

Fonte: Weron (2006)

A Figura 2.5 mostra como é estimado o CMO. A estimativa é dada pela intercessão da curva de oferta de energia com a curva de demanda de energia. Observa-se que as usinas com menor custo de produção (hidroelétricas e nucleares) são despachadas prioritariamente às usinas de maior custo (a carvão, petróleo e gás). A citada figura apresenta dois exemplos de curva de demanda: uma de baixa demanda (onde basicamente as usinas hídricas e nucleares são acionadas) e outra de alta demanda (onde são acionadas também as usinas térmicas). A magnitude da demanda depende de diversos fatores, entre eles condições climáticas e tamanho da economia (PIB).

Uma crítica pode ser feita a estimação do CMO, a não inclusão dos custos ambientais na curva de oferta de energia. Essa inclusão causaria uma deformação na curva de oferta (ocorreria uma elevação diferente para cada tipo de usina, de acordo com seu potencial poluente) e, conseqüentemente, uma elevação no CMO, que seria mais adequado do ponto de vista socioambiental.

O PLD nada mais é do que o CMO, calculado por um modelo matemático, sendo este o custo de operação da mais cara entre as usinas despachadas, limitado por valores definidos anualmente. Em suma, o PLD é um valor determinado:

- (i) semanalmente;
- (ii) para cada patamar de carga – Leve, Média e Pesada, cf. Tabela 2.2;
- (iii) para cada submercado – Norte, Sul, Sudeste/Centro Oeste e Nordeste, cf. a Figura 2.6; e
- (iv) delimitado por preços mínimo e máximo, definidos anualmente pela ANEEL (p. ex. Resolução Homologatória nº1099/2010).

Tabela 2.2 - Patamares de Carga

Patamar de Carga	Padrão de Consumo	2ª Feira a Sábado	Domingos e Feriados
Pesada	Horários de baixo consumo	19h às 22h	
Média	Horários de médio consumo	7h às 19h e 22h às 24h	18h às 23h
Leve	Horários de picos de consumo	0h às 7h	0h às 18h e 23h às 24h

Obs.: A tabela contempla o horário de verão que teve início em 08/10/00.

Fonte: O autor

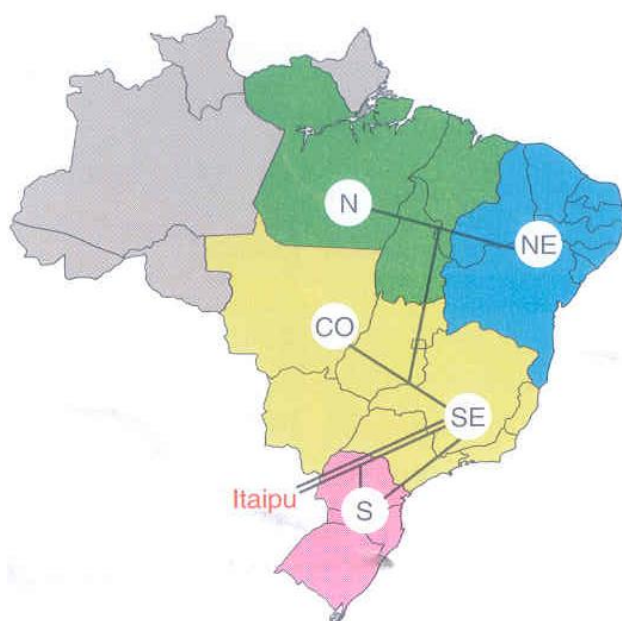


Figura 2.6 - Os Quatro Submercados do Sistema Elétrico Brasileiro

Fonte: Mayo (2009)

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

O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto para submercado. O processo completo de cálculo do PLD consiste no uso dos modelos computacionais NEWAVE (Maceira et al, 2008), desenvolvido para o planejamento de longo médio (5 a 10 anos) e DECOMP (Diniz et al, 2008), desenvolvido para o planejamento de curto prazo (1 ano).

É importante dizer que o objetivo desses modelos não é o cálculo do PLD em si, mais sim o do Custo Marginal de Operação (CMO) do Sistema Elétrico com um todo, e não o preço de curto prazo, sendo este uma consequência do cálculo do CMO.

Para cada submercado, os preços são calculados em função do despacho do mesmo, ou seja, um agente que negocie entre submercados estará exposto ao risco da diferença entre eles.

Segundo Batista (2007), o principal objetivo do NEWAVE é calcular, para cada mês do horizonte de planejamento, a alocação ótima dos recursos hídricos e térmicos do sistema, a qual minimiza o valor esperado do seu custo total de operação e pode ser simplificada apresentada na forma da eq. (3), que pode ser resolvida por um algoritmo de programação linear:

$$z_t = \underset{G, Def, u, s, V}{\text{minimizar}} \mathbb{E}_a \left[\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{nt} \{c_i G_i^t + c_{def} Def^t\} \right] \quad (3)$$

Sujeito a:

(a) Atendimento à demanda:

$$\sum_{j=1}^{nh} \rho_j u_j^t + \sum_{i=1}^{nt} G_i^t + Def^t = D^t, \quad t = 1, \dots, T \quad (4)$$

(b) Balanço hídrico:

$$V_j^{t+1} = V_j^t - u_j^t - s_j^t + a_j^t + \sum_{m \in U(j)} (u_m^t + s_m^t), \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (5)$$

(c) Limites de armazenamento:

$$V_j^{t,min} \leq V_j^t \leq V_j^{t,max}, \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (6)$$

(d) Limites de turbinamento:

$$u_j^{t,min} \leq u_j^t \leq u_j^{t,max}, \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (7)$$

(e) Limites de vertimento:

$$s_j^{t,min} \leq s_j^t \leq s_j^{t,max}, \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (8)$$

(f) Limites de despacho (geração) das térmicas:

$$G_j^{t,min} \leq G_j^t \leq G_j^{t,max}, \quad j = 1, \dots, nh; t = 1, \dots, T \quad (9)$$

Onde:

$\mathbb{E}_a[.]$ – é o operador valor esperado, o índice a se refere às incertezas nas afluências aos reservatórios;

T – é o horizonte temporal do planejamento da operação do sistema;

nt – é o número de usinas térmicas do sistema;

nh – é o número de usinas hidrelétricas do sistema;

c_i – é o custo de operação da i -ésima usina térmica do sistema;

G_i^t – é o despacho da i -ésima usina térmica do sistema no estágio t ;

c_{def} – é o custo de déficit do sistema;

Def^t – é o déficit de energia no estágio t ;

ρ_j – é o coeficiente de produção da j -ésima usina hidrelétrica do sistema, em MWh/hm^3 ;

u_j^t – é o volume turbinado pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

D^t – é a carga a ser suprida (demanda) no estágio t ;

V_j^{t+1} – é o volume armazenado no reservatório da j -ésima usina hidrelétrica no início do estágio t ;

V_j^t – é o volume armazenado no reservatório da j -ésima usina hidrelétrica no final do estágio t (final do estágio $t + 1$);

s_j^t – é o volume vertido pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

a_j^t – é a afluência lateral entrante à j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$U(j)$ – conjunto de usinas hidrelétricas a montante da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$V_j^{t,min}$ – é o limite mínimo de armazenamento do reservatório da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$V_j^{t,max}$ – é o limite máximo de armazenamento do reservatório da j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$u_j^{t,min}$ – é o limite mínimo para o volume turbinado pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$u_j^{t,max}$ – é o limite máximo para o volume turbinado pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$s_j^{t,min}$ – é o limite mínimo para o volume vertido pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$s_j^{t,max}$ – é o limite máximo para o volume vertido pela j -ésima usina hidrelétrica do sistema no estágio t ;

$G_j^{t,min}$ – é o despacho mínimo da i -ésima usina térmica do sistema no estágio t ; e

$G_j^{t,max}$ – é o despacho máximo da i -ésima usina térmica do sistema no estágio t .

Segundo Batista (2007) essa modelagem é simplificada, pois não considera algumas características deste tipo de problema, entre elas o fato de a produção de energia de uma usina hidrelétrica não ser uma função linear do volume de seu reservatório e o fato do custo de operação de uma usina ser uma função não linear do seu nível de geração. Além disso, na formulação apresentada a estocasticidade está presente somente nas afluições, porém também existem incertezas quanto à carga a ser atendida, ao cronograma de entrada de novas unidades geradoras, etc.

2.5.1

Parâmetros que influenciam no CMO

A política operacional depende dos cenários futuros de operação. Alguns dos parâmetros que definem esses cenários são:

- Níveis iniciais de armazenamento dos reservatórios das usinas;
- Afluências dos meses anteriores;
- Níveis meta;
- Previsão de carga, que exhibe certo grau de incerteza;
- Curva de Aversão ao Risco;
- Expansão da oferta de geração e transmissão: entrada em serviço de novas usinas e linhas de transmissão;
- Limites de transmissão interregionais;
- Disponibilidade dos equipamentos de geração e transmissão;
- Custo de geração térmica que varia em função do custo do combustível;
- Função custo de déficit; e
- Taxa de desconto adequada ao risco.

A previsão desses parâmetros é muito complexa e sujeita a uma grande incerteza, especial atenção será dada aos seguintes parâmetros:

Hidrologia

No caso de sistemas hidrotérmicos com uma participação substancial de geração hidrelétrica, pode-se usar a energia “grátis” armazenada e evitar o consumo de combustíveis mais dispendiosos.

No entanto, o volume de água afluente aos reservatórios é desconhecido, pois depende das afluências futuras e, além disso, a disponibilidade de energia advinda de hidrelétricas é limitada pela capacidade de armazenamento dos reservatórios. Esses fatores evidenciam a dependência entre uma decisão operativa em um determinado tempo e as consequências futuras a ela relacionadas.

Curva de Aversão ao Risco

É um mecanismo que funciona como um sinalizador de eventuais riscos de desabastecimento de energia provocados por alterações no volume de armazenamento dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Esse mecanismo consiste em Curvas Bianuais de Aversão ao Risco (CAR) para o SIN, as quais estabelecem níveis mínimos de energia armazenada de cada submercado, a cada mês, adotados como referencia de segurança para o atendimento do SIN, utilizando recursos energéticos de custo mais elevados, de forma a preservar a segurança do atendimento de carga.

Para garantir o atendimento do mercado e assegurar a capacidade de recuperação dos reservatórios, os níveis de armazenamento do reservatório equivalente de uma região devem ser mantidos sempre acima da curva de aversão ao risco ao longo dos dois anos. A Figura 2.7 mostra um exemplo dessa relação entre o armazenamento de água nos reservatórios e a CAR.

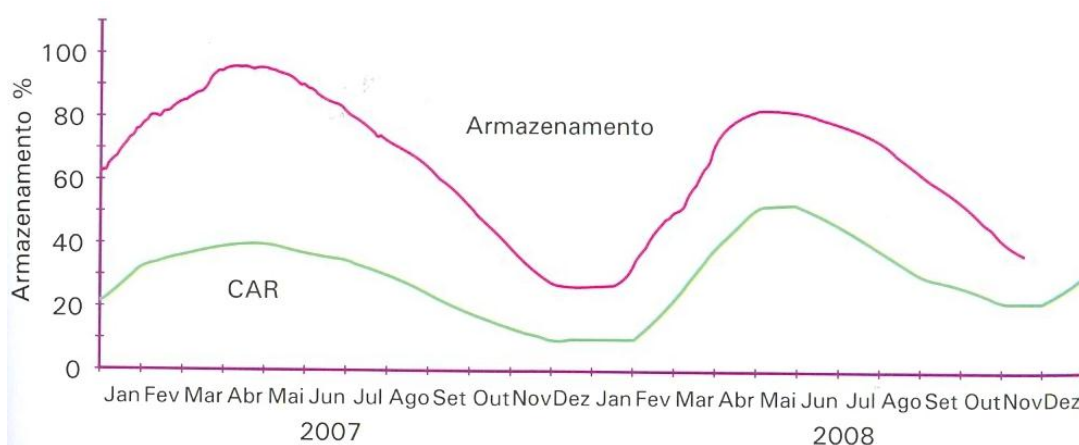


Figura 2.7 - Armazenamento e Curva de Aversão ao Risco

Fonte: Mayo (2009)

Custo de Déficit

Este fator representa o impacto econômico de uma redução forçada na oferta de energia para a sociedade, e é representado na eq. (3) por uma unidade térmica fictícia de capacidade infinita e custo operativo igual ao custo de déficit do sistema (c_{def}).

A determinação desse custo é um problema fundamental para a determinação da política de operação mais adequada ao sistema. Se o custo de déficit é muito baixo, resulta na utilização excessiva dos reservatórios e, portanto, em maiores riscos de racionamento futuro. Se o custo de déficit é muito alto, resulta em uma utilização excessiva dos recursos termelétricos do sistema e, portanto, em custos de operação elevados.

O custo de déficit é utilizado para determinar o melhor ajuste entre essas posições extremas, sendo parte importante do cálculo dos preços e dos despachos, afetando o custo de oportunidade, associado à melhor utilização das usinas hidrelétricas hoje ou no futuro, e o CMO.