

**UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP-FEA-IEE-IF**

FERNANDO GOMES CLÍMACO

GESTÃO DE CONSUMIDORES LIVRES DE ENERGIA ELÉTRICA

**SÃO PAULO
2010**

FERNANDO GOMES CLÍMACO

GESTÃO DE CONSUMIDORES LIVRES DE ENERGIA ELÉTRICA

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo (Escola Politécnica / Faculdade de Economia e Administração / Instituto de Eletrotécnica e Energia / Instituto de Física) para obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Alexandre Piantini

SÃO PAULO
2010

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

FICHA CATALOGRÁFICA

Clímaco, Fernando.

Gestão de consumidores livres de energia elétrica / Fernando Clímaco; orientador Alexandre Piantini. – São Paulo, 2010.
113p.: il.; 30 cm.

Dissertação (Mestrado – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia) – EP / FEA / IEE / IF da Universidade de São Paulo.

1. Energia elétrica 2. setor elétrico - Brasil I. Título

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA
EP – FEA – IEE - IF

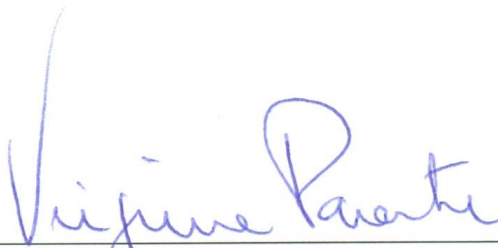
FERNANDO GOMES CLÍMACO

“Gestão de consumidores livres de energia elétrica”

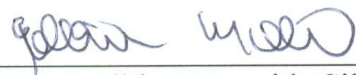
Dissertação defendida e aprovada em 25/03/2010 pela Comissão Julgadora:



Prof. Dr. Alexandre Piantini – PPGE/USP
Orientador e Presidente da Comissão Julgadora



Profª Drª Virginia Parente – PPGE/USP



Drª Elbia Aparecida Silva Melo - CCEE

AGRADECIMENTOS

Em primeiro lugar agradeço a Deus, pela dádiva da vida e bênçãos alcançadas. Agradeço pela minha família, meus amigos, pela saúde de todos e por me permitir desfrutar e valorizá - los intensamente.

Agradeço aos meus pais, *Lourival e Francinete*, e minha irmã *Lilian*, que apesar das dificuldades enfrentadas, nunca deixaram de acreditar em mim e com muito amor e carinho sempre foram o meu porto seguro, permitindo que eu prosseguisse enfrentando os desafios da vida,

as minhas queridas avós, *Maria Clímaco e Maria do Carmo*, pela perseverança e determinação com que lideraram as suas famílias, sempre no caminho da honestidade e do amor,

aos meus amigos que desde a infância compartilham das minhas inquietações, receios, e principalmente, dos momentos de felicidade. Sou grato à paciência, compreensão e sobretudo a amizade, que mesmo distante, não morre,

aos meus colegas de trabalho na Companhia do Metropolitano de São Paulo pelos ensinamentos, colaboração e companheirismo. Juntos participamos de uma história de sucesso,

a meu orientador, Prof. Dr. Alexandre Piantini, modelo profissional e humano a ser seguido. Sem a sua orientação, dedicação e auxílio, o estudo aqui apresentado seria praticamente impossível,

aos amigos e funcionários do IEE-USP e a todos que diretamente ou indiretamente, colaboraram na execução deste trabalho.

RESUMO

CLÍMACO, Fernando. **Gestão de consumidores livres de energia elétrica**. 2010. 113 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2010.

Este trabalho consolida um conjunto de informações necessárias para a gestão de consumidores livres no atual modelo brasileiro de comercialização de energia elétrica. Com o advento do Ambiente de Contratação Livre, o consumidor tem liberdade de escolher o vendedor de sua energia elétrica e assim obter melhores condições nos contratos. Deste modo, este estudo apresenta as reestruturações ocorridas no setor nos últimos anos, os agentes participantes do mercado, a regulação específica, os riscos existentes nas contratações e as estratégias para minimizá-los. São explorados os itens relevantes para a migração ao mercado livre, tais como cenários, curva de carga, preços, entraves setoriais e conjunturas econômicas e políticas. São detalhadas as relações comerciais entre os agentes, tais como a relação de compra e venda entre vendedores e consumidores, a relação de intermediação da concessionária local e principalmente, a relação operacional entre a Câmara de Comercialização (CCEE) e os consumidores livres no mercado de curto prazo. Paralelos com a descrição dos ambientes livre e cativo são traçados com o objetivo de demonstrar as principais características e alternativas existentes para cada situação. Apresenta-se também um estudo de caso com o objetivo de ilustrar as estratégias e operações de curto e longo prazos necessárias aos consumidores livres, assim como demonstrar a aplicação das regras e procedimentos de comercialização.

Palavras-chave: consumidor livre, comercialização de energia elétrica, setor elétrico brasileiro.

ABSTRACT

CLÍMACO. Fernando. **Management of free consumers of electricity**. 2010. 113 p. Master's Dissertation – Graduate Program on Energy, Universidade de São Paulo, 2010.

This study consolidates a set of information necessary for the management of free consumers in the current Brazilian model of electric power commercialization. With the advent of Free Contracting Environment, consumers have the freedom to choose the vendor of their electric power and thus obtain better terms in contracts. Thus, this study presents the restructuring that occurred in the sector in recent years, local market participants, the specific regulation, the risks in hiring and strategies to minimize them. It explores relevant items for the migration to the free contracting environment, such as scenarios, load curve, prices, sectoral barriers, economic and political scenarios. The trade connections between agents, such as buying and selling between dealers and consumers, the intermediation connection of local utility and most importantly, the operational relationship between the Commercialization Chamber (CCEE) and consumers in the spot market transactions are here explained. Parallels with the description of free and regulated contracting environments are plotted in order to demonstrate the main features and alternatives for each situation. It also presents a case study in order to illustrate the strategies and operations of short and long-term which are necessities to free consumers, as well as it demonstrates the application of rules and procedures of trade.

Keywords: free consumer, electric power commercialization, Brazilian electrical sector.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Consumo de energia no Sistema Interligado Nacional – 2004 a 2008.....	13
Figura 2: Histórico da reestruturação do setor de 1995 a 2005.....	31
Figura 3: Arranjo estrutural federal do setor elétrico brasileiro.....	33
Figura 4: Representatividade da classe de agentes na CCEE em dezembro de 2008.....	40
Figura 5: Breve histórico da CCEE e do Novo Modelo.....	41
Figura 6: Ambientes de contratação do novo modelo de comercialização.....	44
Figura 7: Contratação de energia no ACR.....	48
Figura 8: Integração Eletroenergética - SIN.....	51
Figura 9: Submercados do SIN.....	52
Figura 10: Intercâmbio de energia elétrica entre os submercados do SIN em 2007.....	53
Figura 11: Evolução no número de consumidores livres.....	59
Figura 12: Processo de sazonalização da energia contratada.....	63
Figura 13: Processo de modulação da energia contratada.....	64
Figura 14: Relação contratual no ACL.....	65
Figura 15: Exemplo de curva de Demanda.....	66
Figura 16: Sistema Sinercom da CCEE.....	70
Figura 17: Estrutura de funcionamento do SCDE.....	70
Figura 18: Rateio das perdas na Contabilização da CCEE.....	72
Figura 19: Resumo das operações na CCEE.....	73
Figura 20: Esquemático da Liquidação Financeira.....	74
Figura 21: Resumo do cronograma da Liquidação Financeira.....	75
Figura 22: Processo de determinação do CMO.....	76
Figura 23: Evolução do custo do ESS.....	83
Figura 24: Valores médios mensais do PLD.....	86
Figura 25: Localização das subestações primárias do Metrô - SP.....	90
Figura 26: Perfil típico de carga da subestação Tatuapé.....	92
Figura 27: Ultrapassagem de demanda na primária YPS.....	93
Figura 28: Arquitetura básica de sistema automatizado para gestão de energia.....	94
Figura 29: Interface gráfica do Sistema de Informação de Energia - Analo.....	95

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Dez agentes geradores de maior capacidade instalada no país.....	23
Tabela 2 - Principais mudanças no setor elétrico.....	32
Tabela 3 - Consumo por classe de agente em dezembro de 2008 (Fonte: CCEE, 2009).....	40
Tabela 4 - Produção energética do SIN em 2007.....	50
Tabela 5 - Critério vigente para se tornar consumidor livre	58
Tabela 6 - Encargos do Setor Elétrico (Adaptado de ANEEL, 2009).	79
Tabela 7 - Subestações primárias do Metrô - SP.....	90
Tabela 8 - Valores de consumo registrados em YPS.....	102
Tabela 9 - Resumo da fatura da concessionária.....	103
Tabela 10 - Resumo da fatura da geradora/comercializadora.....	103
Tabela 11 - Consolidação dos custos.....	104

ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCD	Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica no Ambiente Regulado
CCT	Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CPST	Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
MWmed	Megawatt médio
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PdC	Procedimento de Comercialização
PIE	Produtor Independente de Energia Elétrica
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RGR	Reserva Global de Reversão
SCL	Sistema de Contabilização e Liquidação da CCEE
SIN	Sistema Interligado Nacional

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO.....	12
1.1 Objetivos e Contribuições.....	15
1.2 Estrutura Capitular.....	16
CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE	17
2.1 Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro.....	17
2.2 Reestruturações da Década de 1990 e Início de 2000.....	23
2.3 As Instituições Governamentais Atuais do Setor.....	33
2.3.1 CNPE - Conselho Nacional de Política Energética.....	33
2.3.2 MME – Ministério de Minas e Energia.....	34
2.3.3 ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico.....	34
2.3.4 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica.....	35
2.3.5 EPE – Empresa de Pesquisa Energética.....	36
2.3.6 CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico.....	38
2.3.7 CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.....	38
2.3.8 Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S. A.....	42
2.3.9 ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia de São Paulo.....	43
2.4 Modelo Atual de Comercialização de Energia Elétrica.....	44
2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada – ACR.....	45
2.4.2 Ambiente de Contratação Livre – ACL.....	48
2.4.3 Geração e Transmissão: Aspectos Comerciais e Operacionais.....	49
CAPÍTULO 3 – GESTÃO DO CONSUMIDOR LIVRE.....	58
3.1 Primeiros Passos: Registros e Contratos.....	61
3.2 Regras, Procedimentos e Medição.....	67
3.3 Mercado de Curto Prazo e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).....	72
3.4 Tributos, Entraves Setoriais e Comentários Adicionais.....	77
CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASO: METRÔ – SP.....	89
4.1 Perfil de Carga e Monitoramento.....	89
4.2 Análise Financeira da Contratação.....	96
4.3 Comentários Finais.....	104
CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO.....	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	110

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO

Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. Diversas mudanças ocorreram no intuito de diminuir a intervenção estatal, aumentar a participação de agentes privados e introduzir as leis de mercado no setor elétrico.

Após diversas reformas, problemas de suprimento ocorridos a partir de 2001 sinalizaram que o livre mercado poderia não ser suficiente para manter a eficiência da operação e expansão do setor. Diante destes problemas iniciou-se um processo de ajustes na regulamentação, buscando, por um lado, manter os aspectos positivos da introdução de maior competição e abertura com as primeiras reformas, e por outro lado, fazendo mudanças para corrigir as falhas ocorridas e que resultaram nas crises de suprimento.

Neste contexto, o setor elétrico vivenciou uma significativa reestruturação. A eletricidade passou a ser comercializada em separado de seu transporte, possibilitando a introdução da competição na produção. O planejamento e o mercado passaram a ser o centro do novo modelo do setor, contribuindo para a redução dos custos da energia e estabelecendo um novo paradigma para o setor.

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)**, do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**, do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e **consumidores livres**.

A contratação no ACR é formalizada por meio 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. É justamente neste ambiente que os grandes consumidores de energia se inserem, principalmente aqueles do setor industrial. Para exemplificação, do consumo total de energia elétrica do país em 2008, aproximadamente 50.700 MW médios, excluídas as perdas de transmissão e distribuição, cerca

de 24%, ou seja, cerca de 12.300 MWmédios¹ foram consumidos pelos agentes do mercado livre, considerando os consumidores livres e os autoprodutores (Machado, 2009). A Figura 1 abaixo ilustra a evolução do consumo de energia no Sistema Interligado Nacional – SIN.

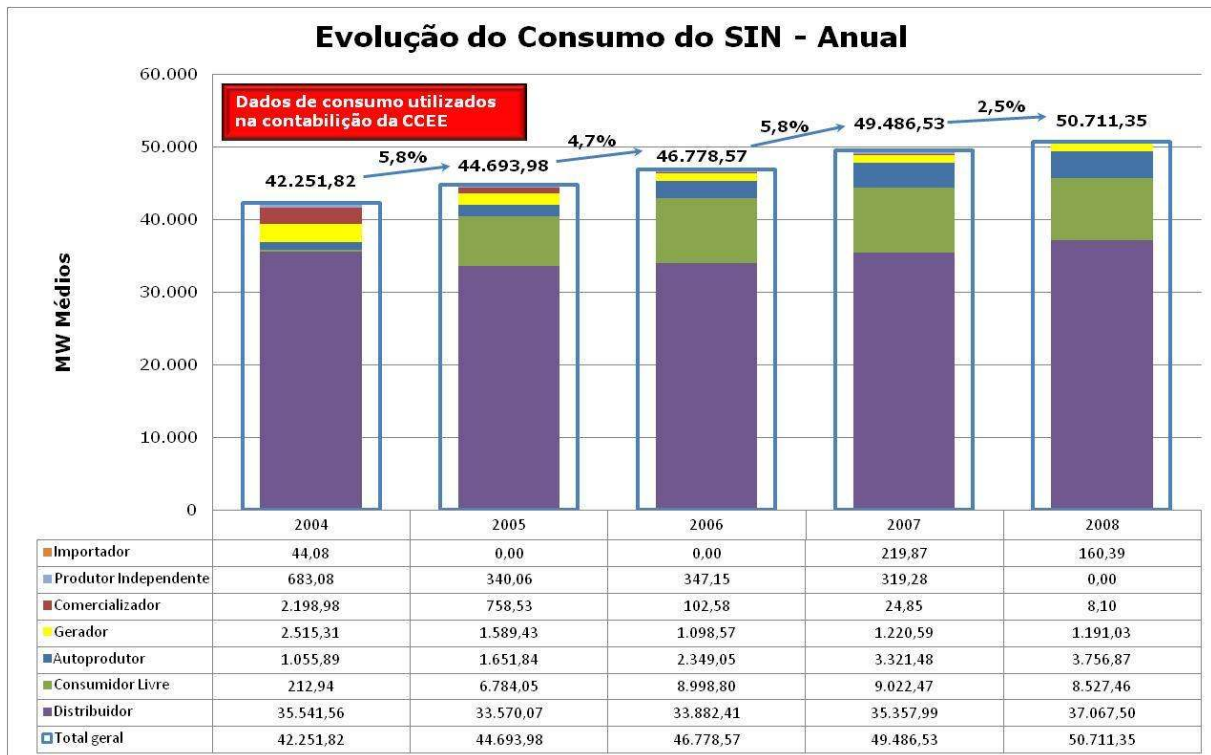


Figura 1: Consumo de energia no Sistema Interligado Nacional – 2004 a 2008
(Fonte: Machado, 2009)

Neste contexto, é fundamental entender a dinâmica de reestruturação do setor elétrico tendo como pano de fundo a busca de tendências, cenários e evidências comportamentais que possam vir a ocorrer no Ambiente de Contratação Livre brasileiro, uma vez que seus agentes são os grandes responsáveis pela infra-estrutura necessária para o crescimento da economia nacional.

Resumidamente, a regulamentação do novo modelo para o setor elétrico veio em 30 de julho de 2004, quando da edição do **Decreto nº 5.163** que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências. Neste Decreto, observa-se no Capítulo 1 - Das Regras Gerais de Comercialização de Energia Elétrica, artigo 1º, parágrafo 2º, inciso X: *“consumidor livre é aquele que, atendido em qualquer tensão, tenha exercido a opção de compra de energia elétrica, conforme as condições previstas nos arts. 15 e 16 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995.”*

¹ MWmédios: unidade resultante da divisão entre a energia consumida em MWh e o tempo (horas) de funcionamento das instalações.

Remetendo-nos a **Lei nº 9.074**, artigo 15, parágrafo 2º temos:

“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.”

No artigo 16, desta mesma lei observa-se:

“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.”

Também no decreto nº 5.163, artigo 48, observa-se:

“Os consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW, quando adquirirem energia na forma prevista no § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, serão incluídos no ACL.”

E por sua vez o § 5º do art. 26 da Lei nº 9.427 especifica:

“O aproveitamento referido no inciso I do caput deste artigo, os empreendimentos com potência igual ou inferior a 1.000 (mil) kW e aqueles com base em fontes solar, eólica, biomassa cuja potência injetada nos sistemas de transmissão ou distribuição seja menor ou igual a 30.000 (trinta mil) kW poderão comercializar energia elétrica com consumidor ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesses de fato ou de direito cuja carga seja maior ou igual a 500 (quinhentos) kW, independentemente dos prazos de carência constantes do art. 15 da Lei no 9.074, de 7 de julho de 1995, observada a regulamentação da ANEEL, podendo o fornecimento ser complementado por empreendimentos de geração associados às fontes aqui referidas, visando a garantia de suas disponibilidades energéticas, mas limitado a 49% (quarenta e nove por cento) da energia média que produzirem, sem prejuízo do previsto nos §§ 1º e 2º deste artigo.”

O novo modelo também prevê um conjunto de medidas a serem observadas pelos agentes, como a exigência de contratação de totalidade da demanda 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, bem como o monitoramento permanente da continuidade e da segurança de suprimento, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Em termos de modicidade tarifária, o modelo prevê a compra de energia elétrica pelas

distribuidoras no ambiente regulado 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. Para os consumidores livres espera-se que a concorrência entre os geradores faça com que os preços sejam os menores possíveis.

Em relação à inserção social, criou-se mecanismos que buscam promover a universalização do acesso e do uso do serviço de energia elétrica, criando condições para que os benefícios da eletricidade sejam disponibilizados aos cidadãos que ainda não contam com esse serviço, e garantir subsídio para os consumidores de baixa renda, de tal forma que estes possam arcar com os custos de seu consumo de energia elétrica.

1.1 Objetivos e Contribuições

Esta dissertação visa auxiliar a gestão de consumidores livres de energia elétrica e também sintetizar o panorama dos últimos anos de comercialização de energia elétrica no Brasil, focalizando principalmente a atuação dos consumidores livres neste ambiente.

São apontados, também, os principais benefícios alcançados e as principais dificuldades enfrentadas atualmente pelos agentes do Ambiente de Contratação Livre (ACL), de modo a apresentar e discutir medidas para mitigar os entraves ao crescimento deste ambiente para os próximos anos.

Considerando-se que o SEB é um setor altamente regulado, é imprescindível que seu estudo tenha por base a análise dos vários dispositivos legais que constituíram seu ordenamento jurídico nos diversos períodos históricos.

Para atingir os objetivos acima citados, a metodologia utilizada para realização deste trabalho foi a coleta, análise, tabulação, descrição e interpretação de dados bibliográficos, de palestras e cursos sobre a comercialização de energia elétrica. A partir destas fontes, da comparação, da análise crítica, do cruzamento de dados e da vivência profissional do autor neste setor, elaborou-se um diagnóstico da situação regulatória e estratégica do ambiente de comercialização de energia elétrica. Assim, as principais contribuições da Dissertação são:

- resumo da legislação pertinente ao setor elétrico, principalmente no que diz respeito à comercialização de energia elétrica;
- discussão e auxílio para compreensão das regras e procedimentos operacionais obrigatórios aos consumidores livres;
- apresentação de estratégias para melhorar a gestão do consumo e faturamento da energia

- elétrica e adequação de contratos;
- estudo de caso: gestão de energia na Companhia do Metropolitano de São Paulo – Metrô - SP.

1.2 Estrutura Capítular

Esta Dissertação está dividida em cinco capítulos que contextualizam a gestão de consumidores livres de energia elétrica no âmbito do atual modelo de comercialização de energia.

Este capítulo introdutório apresenta a motivação do estudo, caracteriza sucintamente o atual estágio do mercado elétrico brasileiro, apresenta a figura do consumidor livre e lista os principais objetivos e contribuições desta Dissertação.

No capítulo 2 é apresentado um breve histórico da evolução do setor elétrico brasileiro, destacam-se as últimas reestruturações que resultaram na instituição do atual sistema de comercialização de energia elétrica, as principais instituições governamentais, as quais regulamentam, fiscalizam e planejam o setor elétrico. Por fim, apresenta-se o atual modelo brasileiro de comercialização de energia elétrica.

O capítulo 3 trata da gestão do consumidor livre. São apresentadas as principais regras e procedimentos que influem, instruem e determinam o comportamento de um consumidor livre no mercado, assim como discute-se o impacto dos tributos e outros entraves sobre o setor.

Já o capítulo 4 apresenta um estudo de caso no qual a experiência do Metrô – SP como consumidor livre é explorada e subsidia análises complementares, tanto qualitativamente quanto quantitativamente, com o intuito de aproximar este estudo com a prática cotidiana da gestão de consumidores livres no mercado. Aprofunda-se o estudo sobre o monitoramento da carga e o resultado financeiro referente aos contratos bilaterais.

A consolidação das observações desenvolvidas ao longo do trabalho é apresentada no Capítulo 5, por meio das conclusões obtidas a partir das análises conceituais e de aplicação.

CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE

O histórico do Setor Elétrico Brasileiro (SEB) seria por si só suficiente para a discussão de diversas teses e livros, considerando-se a importância estratégica deste setor para o desenvolvimento do país e a rica e profunda inter-relação existente entre o crescimento industrial brasileiro e o desenvolvimento do parque gerador e de distribuição da eletricidade, que muitas vezes norteou os planos político-econômicos brasileiro e em outras ocasiões sofreu amargamente as consequências de políticas econômicas desfavoráveis à manutenção e ampliação do setor.

O objetivo central deste capítulo é apresentar o contexto histórico do setor, sendo realçados momentos de profunda modificação neste, o início dos grandes empreendimentos e das instituições presentes no mercado e assim, destacar as últimas reestruturações que resultaram na instituição do atual sistema de comercialização de energia elétrica.

Ao final do capítulo são descritas as principais instituições governamentais, as quais regulamentam, fiscalizam e planejam o setor elétrico. Também se inicia um relato a respeito da estrutura, das regras, da coordenação e da operacionalização do atual ambiente de comercialização da eletricidade no Brasil.

2.1 Breve Histórico do Setor Elétrico Brasileiro

Observa-se na história do desenvolvimento dos países que tanto a industrialização quanto a energia elétrica tiveram progressos e resultados diferentes em cada país devido não só à forma como o Estado e a iniciativa privada participaram da expansão das indústrias, mas também pela forma como os grupos econômicos, sociais e políticos interferem nas próprias ações do Estado e do mercado. Desta forma, Alves Filho (2003) sintetiza o início da eletrificação brasileira:

A energia elétrica chegou ao Brasil poucos anos após sua entrada nos EUA e Europa. O imperador D. Pedro II, em 1876, visitando a famosa exposição industrial da Filadélfia, nos EUA, encantou-se ao tomar conhecimento da energia elétrica. Impressionado, convidou Thomas Edison para levar ao Brasil os aparelhos inventados por ele. Três anos após foi inaugurada, na capital do país, Rio de Janeiro, a iluminação pública da estação da Estrada de Ferro D. Pedro II, hoje a Central do Brasil. Quatro anos depois, em 1883, o Imperador já presidia a inauguração do serviço de

iluminação por energia elétrica de Campos (RJ) que seria a primeira cidade da América Latina a ter esse privilégio. Cabe registrar que até então se tratava de sistemas simplificados. No caso de Campos, por exemplo, o sistema era movido por uma pequena máquina matriz a vapor, contando com três dinamos e 39 lâmpadas.

A primeira capital brasileira a contar com um sistema de iluminação pública consistente, gerada a partir de uma usina térmica pertencente à Companhia Fiat Lux, foi Porto Alegre, inaugurado em 1887, dois anos antes da proclamação da República. Decorridos mais dois anos, seria a vez da cidade de São Paulo ter o seu primeiro sistema de iluminação pública, gerada a partir da usina termoeleétrica Água Branca.

Outro evento marcante seria a inauguração da primeira usina gerada a partir da força hídrica, setor em que, décadas à frente, o Brasil se destacaria como o país mais privilegiado do mundo. Com efeito, em 1883, seria inaugurada em Diamantina, Minas Gerais, a primeira hidroelétrica do país. No caso seu objetivo exclusivo era a mineração de uma mina de diamantes. Logo a seguir, em 1889, no mesmo estado de Minas Gerais, que no futuro se destacaria por ser um das principais “caixas d’ água” do Brasil, seria inaugurada a segunda hidroelétrica, essa de maior porte, para abastecer uma fábrica têxtil e prover a cidade de Juiz de Fora de um sistema de iluminação pública.

Na virada do século 20 o país dispunha ainda de poucas usinas, totalizando uma potência instalada de apenas 12MW, todas sob o controle dos estados ou de investidores nacionais. O início do novo século coincide também com a chegada de uma empresa que iria dominar a maioria dos investimentos de eletricidade do Brasil nas suas primeiras cinco décadas. Tratava-se da Light, uma empresa anglo-canadense bem capitalizada, que iniciou suas atividades no país dando de pronto uma demonstração de força: comprou a Companhia Viação Paulista, que atendia a cidade com serviços de bondes de tração de animal, e, mais importante, adquiriu o controle acionário da Companhia água e Luz do estado de São Paulo, responsável pelo precário sistema de iluminação pública da capital. A cidade de São Paulo, à época impulsionada pela pujança da economia cafeeira, se urbanizava rapidamente e representava excelente potencial para investimentos da multinacional. Já em 1900 ela inaugura o primeiro sistema de bondes elétricos do país e, no ano seguinte, sua primeira hidroelétrica, com 2 MW, no rio Tietê. Logo a seguir se expandiu para o estado do Rio de Janeiro, instalando-se também na capital da República. Dentro de poucos anos ficou consolidado o amplo predomínio da Light no eixo Rio – São Paulo, o mais desenvolvido e de maior crescimento do país.

Além da Light, vários outros grupos privados nacionais, além de investidores estrangeiros, instalaram-se tanto em pólos do interior dos dois principais estados brasileiros quanto em vários outros estados, por meio de usinas térmicas e preferencialmente usinas hidroelétricas, que foram paulatinamente evidenciando na sua elevada capacidade competitiva em um país sobremodo privilegiado em recursos hídricos espalhados por diferentes regiões. Dessa fase, vale registrar o pioneirismo de um dos mais criativos empresários brasileiros do começo do século e sem sombra de dúvidas, o mais brilhante dentre os nordestinos. Trata-se do visionário Delmiro Gouveia, que foi o primeiro brasileiro a perceber o enorme potencial hidroelétrico do rio São Francisco e, em 1913, implantou uma das primeiras hidroelétricas do Nordeste, na altura de Paulo Afonso.

[.....]

No campo da eletricidade, outra empresa multinacional que teria um papel relevante seria a American and Foreign Power Company, mais

conhecida como Amforp, que passaria a atuar no Brasil a partir da década de 20, concentrando sua atuação no interior paulista e em capitais do Nordeste, incorporando dezenas de concessionárias de capital nacional. Evitou, por estratégia, a concorrência direta com a Light, dividindo suas áreas de influências num regime de oligopólio. O fato é que em 1930 todas as áreas mais desenvolvidas do país e aquelas que apresentavam potencial de crescimento estavam sob o controle das duas empresas estrangeiras, o que não se alteraria até a metade do século.

Convém assinalar, no entanto, que em 1930 começava um ciclo novo no Brasil com a revolução que levou Getúlio Vargas ao poder. Até então, o país tinha uma estrutura extremamente descentralizada, com os estados funcionando com grande autonomia, quase como ilhas separadas; em decorrência, a intervenção do estado na indústria elétrica era praticamente inexistente, como, de resto, nos demais setores industriais do país.

(Alves Filho, 2003).

O primeiro marco de organização e regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro, do ponto de vista da unidade federativa, pode ser considerado a edição do Decreto nº 24.643 de 10 de julho de 1934, conhecido como Código de Águas, cuja elaboração coube a Alfredo Valladão. O código foi a primeira legislação abrangente sobre energia no Brasil, e a partir deste as empresas privadas poderiam operar predominantemente mediante concessão outorgada pelo governo federal, por um prazo normal de 30 anos podendo chegar excepcionalmente a até 50 anos, com reversão ao Estado findo esse período. Outro diploma legal, complementar e ratificador do código, o Decreto Lei nº 852/1938 estabeleceu ainda a necessidade de autorização ou concessão federal para a construção de linhas de transmissão e redes de distribuição. Em 1941, o Decreto Lei nº 2.281 constituiu necessidade de autorização federal para aproveitamentos termelétricos (GANIN, 2003 apud REGO, 2007).

Durante o período de 1930 a 1945 o SEB transformou-se bastante devido a profundas mudanças político-econômicas mundiais e nacionais e sua importância estratégica fez com que o Estado centralizasse as decisões e repelisse os capitais estrangeiros, predominantes até a época. Era o prenúncio da estatização do setor.

Decorrente da forte intervenção estatal na economia e do grande processo de urbanização do país, durante o primeiro governo Vargas (1930 - 1945) houve um enorme aumento na demanda energética brasileira e as empresas do setor passaram a ter dificuldades de atender as exigências do desenvolvimento nacional. Tal fato se agravaria com o período da 2º Guerra Mundial, em que o esforço de guerra dos países industrializados tornou impossível a importação de bens de capital essenciais à ampliação do parque energético brasileiro.

No fim do período beligerante já havia um discreto racionamento. Na ocasião, 2/3 do sistema energético nacional eram de responsabilidade da Light e da Amforp, e o 1/3 restante estava majoritariamente nas mãos de outras empresas estrangeiras que atuavam no país.

Para um governo extremamente nacionalista como o de Vargas, a presença do controle estrangeiro sobre uma área vital da economia, mesmo com os rígidos controles introduzidos pelo Estado Novo, era admitida com extrema relutância. Com a incapacidade do setor em acompanhar um Brasil que se industrializava a passos largos com a política de substituição de importações, esse sentimento foi se acirrando e Getúlio vislumbrou uma mudança radical no controle do setor, embora contido pelo ostensivo poder tentacular do capital estrangeiro na economia nacional (ALVES FILHO, 2003).

Assim, em 3 de outubro de 1945, Getúlio Vargas, por meio do Decreto Lei nº 8.031, criou a primeira empresa federal de geração de energia elétrica, a Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF, que, no entanto, só foi constituída efetivamente após a primeira assembléia geral de acionistas realizada em 15 de março de 1948, com a missão de produzir, transmitir e comercializar energia elétrica para a Região Nordeste do Brasil (CHESF, 2008). A CHESF ainda hoje é estatal e uma das maiores empresas de geração do Brasil, com um parque gerador constituído por 14 usinas hidrelétricas e 1 termelétrica, totalizando 10.618 MW de potência nominal instalada. O primeiro empreendimento da CHESF foi a usina Paulo Afonso, considerada a maior obra da engenharia nacional até a data de sua inauguração, em 15 de janeiro de 1955.

Estimulados pela criação da CHESF, alguns estados mais desenvolvidos resolveram desenvolver iniciativas próprias para a produção energética, por meio de estatais locais. Destacam-se neste aspecto os estados de Minas Gerais e São Paulo.

Em 1952, no governo mineiro de Juscelino Kubitschek, foi constituída a Companhia Energética de Minas Gerais - Cemig, com participação majoritária do governo estadual e que veio a ser construída por várias hidroelétricas, a mais importante das quais seria a Três Marias, no rio São Francisco, de fundamental importância para o Nordeste, pelo seu papel regularizador do “Velho Chico”.

Atualmente a Cemig é uma empresa mista de capital aberto, controlada pelo Governo de Minas. As ações da Empresa estão listadas na Bovespa, Nova Iorque e Madri (Latibex). Nos últimos quatro anos, o valor de mercado da Cemig passou de R\$ 4 bilhões para R\$ 20 bilhões. Ela atua nas áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica; seu grupo é constituído por 40 empresas e sete consórcios. É controlada por uma *holding*, com ativos e negócios em vários estados do Brasil. Possui, também, investimentos em distribuição de gás natural, transmissão de dados e está construindo uma linha de transmissão de energia elétrica no Chile (CEMIG, 2008).

Em 28 de fevereiro de 1957, por meio do Decreto Federal nº 41.066, foi criada a

empresa federal CENTRAL ELÉTRICA DE FURNAS com o objetivo bem definido de explorar o potencial hidrelétrico do Rio Grande, por meio da Usina Hidrelétrica de Furnas, com capacidade de 1.216 MW. Porém, FURNAS só começou a funcionar efetivamente em 1963, em Passos (MG). Em 1º de junho de 1971, a sede foi transferida para o Rio de Janeiro e a Empresa ganhou um novo nome: FURNAS - CENTRAIS ELÉTRICAS S.A. Atualmente, a empresa conta com um complexo de onze usinas hidrelétricas e duas termelétricas, totalizando uma potência de 9.910 MW, o que representa aproximadamente 10% da geração do país (FURNAS, 2008).

São Paulo, o estado mais industrializado do país, também montou seu plano estadual autônomo de eletrificação. Sua primeira hidroelétrica foi inaugurada em 1958 e seria seguida de várias outras, todas elas fundidas numa única estatal denominada CESP – Centrais Elétricas de São Paulo, fundada em 5 de dezembro de 1966. Em 27 de outubro de 1977, a razão social da CESP foi alterada para Companhia Energética de São Paulo. O objetivo era ampliar a atuação da empresa, abrindo espaço para o desenvolvimento de outras atividades além das tradicionais relativas aos serviços públicos de energia. Atualmente a CESP é a maior empresa de produção de energia elétrica do Estado de São Paulo e a terceira maior do País. Sua potência instalada total é de 7.455 MW e já esteve e continua envolvida em processos de privatização (CESP, 2008).

Dando continuidade às medidas desenvolvimentistas, Vargas ainda enviou projeto de lei para a criação da CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S.A – ELETROBRÁS, de modo a consolidar a intervenção estatal no setor elétrico. Mais uma vez, o projeto enfrentou grande oposição e só foi aprovado após sete anos de tramitação no Congresso Nacional. A instalação da empresa ocorreu oficialmente no dia 11 de junho de 1962, em sessão solene do Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica, no Palácio Laranjeiras, no Rio de Janeiro, com a presença do presidente João Goulart (1961-1964).

A Eletrobrás tinha como objetivos básicos administrar a participação do governo federal no setor de eletricidade e promover a expansão da oferta de energia. As reformas institucionais e as privatizações na década de 1990 acarretaram a perda de algumas funções da estatal e mudanças no perfil da Eletrobrás. Nesse período, a companhia passou a atuar também, por determinação legal e transitoriamente, na distribuição de energia elétrica, por meio das empresas federalizadas. Em 2004, a nova regulamentação do setor excluiu a Eletrobrás do Programa Nacional de Desestatização (PND). Presentes em todo o Brasil, as empresas do Grupo Eletrobrás têm capacidade instalada para produção de 37.056 MW, incluindo a totalidade da potência da usina de Itaipu pertencente ao Brasil. São 56.622 km de

linhas de transmissão, representando mais de 60% do total nacional, 29 usinas hidrelétricas, 15 termelétricas e duas nucleares (ELETROBRÁS, 2008).

O período do regime militar de 1964 continuaria a dar prioridade à montagem da malha energética nacional. Na realidade, no regime militar houve uma expansão vertiginosa da capacidade instalada de geração elétrica. No período 1964-1972 ela praticamente dobrou, e mais do que duplicou de 1972 a 1980 (ALVES FILHO, 2003).

Observa-se que em 1973 foi assinado o tratado de Itaipu entre Brasil e Paraguai para a construção da Usina de Itaipu, que atualmente, ainda é a maior usina hidrelétrica do mundo em geração de energia. Com 20 unidades geradoras e 14.000 MW de potência instalada, fornece 19,3 % da energia consumida no Brasil e abastece 87,3 % do consumo paraguaio. Em 2008 a usina atingiu um novo recorde histórico de produção de energia, com geração de 94.684.781 MWh (ITAIPU, 2009).

Diante do exposto, observa-se que durante os anos cinquenta, sessenta e setenta o setor elétrico brasileiro obteve seu período de maior crescimento. Porém, na década de 1980 o setor perde sua independência de gestão econômico-financeira e entra em declínio motivado pelo endividamento externo, a recessão e a estagnação da demanda. Com isso o modelo de monopólio estatal exauriu-se e, por pressões internas e externas, o governo decide por reestruturar e privatizar as empresas do setor.

Na verdade, o Governo brasileiro reconhecia a necessidade e a irreversibilidade de se introduzirem mudanças institucionais no setor de energia, em virtude, primeiramente, do esgotamento do modelo de desenvolvimento baseado em investimentos estatais e usado para alavancar empréstimos externos que contribuíram para a crise fiscal com que o país se defrontava. Em segundo lugar, porque os repetidos choques do petróleo levaram o mundo a olhar as questões energéticas, e em especial as de energia elétrica, sob o enfoque de uma *commodity*, de um insumo industrial. Ainda mais, começou-se a questionar a tradicional estrutura verticalizada do setor, capaz de absorver ineficiências, tais como prejuízos operacionais e receitas inferiores ao custo de manutenção e operação, que por conseqüência, comprometia o desempenho da economia. Assim, nos sistemas elétricos pluralistas e privados, passou-se a adotar a filosofia de flexibilização legal, com vistas a aumentar o espaço da competição entre as empresas que atuam no setor.

Criou-se uma nova legislação, a qual permitiu a introdução do produtor independente e do autoprodutor em maior escala, buscando expandir o sistema com qualidade, confiabilidade e melhor preço para o consumidor.

A Tabela 1 abaixo apresentada os 10 agentes geradores de maior capacidade instalada

no país (usinas em operação em janeiro de 2009).

Tabela 1 - Dez agentes geradores de maior capacidade instalada no país

Nº	Agente Gerador	Potência Instalada (MW)
1	CHESF	10.615
2	FURNAS	9.457
3	ELETRONORTE	9.257
4	CESP	7.455
5	ITAIPU *	7.000
6	TRACTEBEL	6.965
7	CEMIG - GT	6.783
8	PETROBRAS	4.832
9	COPEL – GT	4.545
10	AES – TIETÊ	2.651

(Fonte: ANEEL, 2009)

* Considerada a potência instalada referente ao Brasil.

Obs: Usinas em operação em janeiro de 2009.

2.2 Reestruturações da Década de 1990 e Início de 2000

No início da década de 1990 foi estabelecido um novo paradigma para o sistema elétrico brasileiro, com a introdução da concorrência, a privatização das empresas estatais e federais do setor e a implantação da estrutura de mercado, desverticalizando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização.

O início efetivamente do processo de modernização do setor deu-se no governo do então presidente Itamar Franco, que entre outras determinações promoveu a compensação dos passivos das empresas, em particular ao que se refere aos saldos das contas de resultados a compensar; implementou um programa de recuperação tarifária; permitiu a formação de consórcios entre concessionárias de serviço público e autoprodutores para a exploração e aproveitamento hidrelétricos e, por fim, encaminhou as discussões em torno do livre acesso ao sistema de transmissão. A este processo denominou-se Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro (Projeto RESEB).

Tamanha reestruturação baseou-se numa série de mudanças na legislação brasileira, por meio de leis e decretos, cuja síntese encontra-se transcrita abaixo (ABREU, 1999):

- Lei nº 8.631 e Decreto nº 774 – Março de 1993

O primeiro passo importante para a reestruturação do setor, estabelecendo:

* *desequalização tarifária;*

* *extinção da remuneração garantida (RENCOR – Reserva Nacional de*

Compensação de Remuneração);

** o acerto de contas com a Conta de Recursos a compensar (CRC);*

** a reativação da Reserva Global de Reversão (RGR) como um fundo destinado compulsoriamente ao funcionamento da expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica, e aos programas de conservação de energia elétrica e de eletrificação;*

** adequação no rateio da Conta Nacional de Combustíveis (CCC), estendendo-a a todas as concessionárias distribuidoras;*

** Criação do Conselho de Consumidores.*

- Decreto nº 915 – Setembro de 1993

Permite a formação de consórcios entre concessionários de autoprodutores para a exploração de aproveitamentos hidrelétricos.

- Decreto nº 1009 – Dezembro de 1993 e Portaria nº 337- Abril de 1994

Foi revogada em 10/11/97, passando a valer a Portaria 459.

*Cria o SINTREL – Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica; permite o livre acesso à malha federal de transmissão; incentiva a competição nos segmentos de geração; define os conceitos e requisitos básicos a serem utilizados; e define as condições de comercialização e contabilização, e a **Portaria nº 459, de 10 de Novembro de 1997***

Revoga a anterior, 337, que regulamenta a Sintrel (Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica). A diferença básica entre as duas é que, no caso do SINTREL, tratava-se do acesso apenas à rede das empresas federais, passando a ser livre em todo o sistema nacional de transmissão e distribuição.

- Lei nº 8987 – Fevereiro de 1995

Regulamenta o Artigo nº 175 da Constituição Federal; obriga a licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição; e define os critérios gerais a serem aplicados nas licitações e nos contratos de concessões.

- Decreto nº 1503 – Maio de 1995

Inclui o sistema Eletrobrás no Programa Nacional de Desestatização (PND)

e orienta a privatização dos segmentos de geração e distribuição do sistema Eletrobrás.

- Lei nº 9074 – Julho de 1995

Complementa a Lei nº 8987, no que diz respeito aos serviços de energia elétrica; cria a Figura do produtor independente de energia elétrica; libera grandes consumidores do monopólio comercial das concessionárias; assegura livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

- Decreto nº 1717 – Novembro de 1995

Estabelece normas para prorrogação de concessões de serviços públicos de energia elétrica.

- Decreto nº 2003 – Setembro de 1996

Regulamenta a produção de energia elétrica por produtor independente e autoprodutor e dá outras providências.

- Lei nº 9427 – Dezembro de 1996

*Institui a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), disciplina o regime de concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências. **O Decreto Lei nº 2.335/97** constitui a ANEEL.*

- Portaria nº 459/97 – Novembro de 1997

Regulamenta as condições de livre acesso aos sistemas de transmissão e distribuição.

- Portaria nº 466/97 – Dezembro de 1997

Estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica

- Resolução nº 94/98 – Março de 1998

Estabelece participação das empresas no mercado de distribuição e

geração.

- Lei nº 9.648/98 – Maio de 1998 e Decreto nº 2.655/98 – Julho de 1998

Reestrutura o setor elétrico, cria o MAE e o ONS (Operador Nacional do Sistema) e estabelece condições relativas ao funcionamento do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

por meio das mudanças advindas das leis e decretos anteriormente citados, é que o setor elétrico brasileiro entra em sua fase de reestruturação.

Para que as empresas do sistema elétrico fossem privatizadas, também utilizou-se como argumento a necessidade de transformar o setor de monopolista em concorrencial. Para atingir este objetivo foram criadas diversas leis, tais como a Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (Lei de Concessões), que no seu Artigo 29 incumbe o poder concedente de incentivar a competição. Este preceito foi reiterado na lei que criou a ANEEL (Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996) e no decreto que a regulamenta (Decreto nº 2.335, de 06 de outubro de 1997). Isso confirma a intenção do governo federal e dos legisladores de fomentar a competição, por meio das privatizações.

Foram instituídas quatro modalidades de aprovação junto à ANEEL previstas para explorar serviços de eletricidade pelo setor privado (ABREU, 1999):

1- Concessionário: Pessoa jurídica, empresa ou consórcio de empresas, que recebe delegação da União para desempenhar, por sua conta e risco e por prazo determinado, um serviço de energia elétrica (Lei 8.987/95, Art. 2º, II). Licitações das concessões processadas nas modalidades de concorrência ou leilão, conforme as normas das leis 8.987/95 e 9.074/95, com ampliação subsidiária da Lei 8.666/93 (Art. 23).

2- Permissionário: Pessoa física ou jurídica, que recebe delegação da União, a Título Precário, para desempenhar um serviço de energia elétrica (Lei 8.987/95, Art. 2º, IV).

3- Autorizatório de serviços públicos – Autorização é o ato unilateral do poder público, mediante o qual, por provocação do interessado, a administração remove o obstáculo legal para facultar-lhe o exercício de uma atividade, de outro modo proibida.

4- Registro: Simples comunicado à ANEEL. Definido apenas quanto aos limites no Decreto 2003/96, Art. 5º, inexistindo uma definição geral.

Outra característica importante no processo de privatização brasileiro foi o fato deste permitir, para a aquisição das participações das empresas a serem desestatizadas, outros meios de pagamento, além da moeda corrente: as chamadas “moedas de privatização”. São dívidas contraídas no passado pelo governo federal, aceitas como forma de pagamento das ações das empresas estatais que estão sendo privatizadas. Desta forma, o governo federal reduz o seu endividamento e acaba com os compromissos financeiros provenientes destas dívidas.

Os contratos de comercialização de energia passaram a ser regidos pela Lei nº 9.074,

de 7 de julho de 1995, que propiciou os seguintes avanços (ABREU, 1999):

- prorrogar as concessões de distribuição por prazo de até 20 anos ou prazo mais longo de concessão residual, desde que reagrupadas segundo critérios de racionalidade operacional e econômica;
- adequar o processo de privatização das empresas do setor elétrico, com a outorga das concessões pelo período de 30 anos;
- estabelecer que as tarifas seriam atribuição do regulador;
- licitar para o serviço público concessões de geração por meio de hidrelétricas acima de 1 MW e termelétricas acima de 5 MW;
- introduzir a Figura do produtor independente de energia;
- determinar a definição de uma rede básica de transmissão, na qual cada novo trecho de transmissão terá sua concessão/propriedade licitada;
- exigir a separação contábil dos custos de geração, transmissão e distribuição;
- autorizar a formação de consórcios para usinas de geração destinadas ao serviço público, produção independente e autoprodutores;
- instituir o livre acesso para a transmissão e liberdade de escolha do fornecedor: os antigos consumidores teriam o direito de escolher progressivamente o seu fornecedor, a depender de suas demandas de potência e tensões físicas. Os novos consumidores já poderiam optar pelos seus fornecedores, dentro de critérios estabelecidos;
- autorizar acordos da União com os Estados para transferir atividades complementares de fiscalização e controle sobre os serviços públicos de eletricidade;
- extinguir a reserva de mercado das concessionárias federais sobre os potenciais hidrelétricos de suas áreas, estabelecida pela Lei de Itaipu.

Como ponto negativo, advindo da obrigatoriedade de desverticalização das companhias, criou-se um ambiente de elevados custos de transações, devido à confecção e administração dos seguintes contratos necessários à comercialização da energia elétrica:

- Contratos com o MAE;
- Contrato para Prestação de Serviços Ancilares (serviços agregados, que são implícitos à comercialização da energia elétrica);
- Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST;
- Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD;
- Contratos Bilaterais de Longo Prazo;
- Contrato de Compra/Venda de Curto Prazo – (*spot*);

- Contrato de Comercialização – CCML;
- Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão – CPST;
- Contrato de Conexão à Transmissão – CCT;
- Contrato de Conexão à Distribuição – CCD;
- Contrato de Geração;
- Contrato de Distribuição.

Enfim, a noção básica da reestruturação foi implementar a competição onde era possível (Geração e Comercialização) e regulamentar onde fosse necessário (monopólios com livre acesso: Transmissão e Distribuição). Tornaram-se necessárias as Figuras de um operador do sistema independente, que no caso denominou-se Operador Nacional do Sistema – ONS e de um planejamento indicativo, para que os agentes pudessem atuar sabendo quais seriam as regras do então criado Mercado Atacadista de Energia – MAE. Passaram a existir duas formas de compra de energia: por meio de livre mercado passando pelo MAE e a segunda, por meio de contratos bilaterais, normalmente de longo prazo.

Um aspecto importante merece destaque: o preço *spot* (preço do mercado de curto prazo) da energia não seria fruto das forças de mercado. Tal preço resultaria de um modelo de otimização operado pelo ONS e acordado entre o MAE e o novo órgão regulador ANEEL.

Este novo modelo também previa a Figura do Agente Comercializador, dependente de autorização da ANEEL para exercer as atividades de comercialização, inclusive a importação e exportação de energia elétrica.

Em relação aos grandes consumidores, estes poderiam escolher seus fornecedores por meio de contratos bilaterais. A Resolução ANEEL n° 264 de agosto de 1998 estabeleceu as condições para contratação de energia elétrica por consumidores livres. Esperava-se que o número de agentes livres no mercado fosse cada vez maior, iniciando-se com os consumidores com potência instalada relativamente alta, acima de 3 MW, e gradativamente, até 2003, passando a incluir também, consumidores com potências menores, ou seja, instalações de até 300 kW de potência instalada.

A resolução da ANEEL n° 456 de 29 de novembro de 2000 traz progresso ao relacionamento entre os ofertantes de energia elétrica e os consumidores em geral. O documento é um livro que substituiu a antiga resolução 466, que por sua vez substituiu a antiga portaria 222 do DNAEE.

As dificuldades referentes à transição de um modelo estatal para um de participação mista (estatal/privado), com base na competição, juntamente com as características hídricas

do parque gerador brasileiro, geraram naturais incertezas que adiaram as decisões de investimento. Esse contexto, em simultaneidade com um período de baixíssima pluviometria nas bacias de grandes reservatórios de água, culminou em racionamento de energia elétrica entre 2001 e 2002, o qual praticamente encerrou a continuidade da reforma do setor elétrico (GOMES et al, 1992 apud REGO, 2007).

Evidenciava-se também a situação precária do sistema de transmissão brasileiro. Em meados de fevereiro de 2001, por exemplo, havia abundância de energia afluyente na região sul, tanto que, numa semana ou noutra, suspenderam-se as importações de energia elétrica da Argentina e também a produção das termoelétricas operacionalmente mais caras. No entanto, era impossível transmitir energia do sul para o sudeste, por saturação das linhas existentes. Problema semelhante existia em Tucuruí (Pará), que não podia mandar energia para o sudeste ou mesmo para o nordeste.

Uma das leituras possíveis de todo o processo descrito neste tópico é fornecida por Ildo Luís Sauer e colaboradores (SAUER et al, 2003) e descrita abaixo:

No caso do setor elétrico, situando o marco inicial da reforma em 1993, ano da promulgação da Lei 8.631, ou em 1995, ano da regulamentação das concessões do serviço público e do início das privatizações no setor; fato é que, em menos de uma década, os resultados alcançados pela reestruturação foram medíocres, do ponto de vista macroeconômico e acarretaram prejuízos concretos à economia e à população, especialmente a de mais baixa renda.

Objetivamente, pode-se destacar, logo de início, os baixos valores alcançados na venda das concessões, diante do real valor econômico das empresas; a perda da qualidade dos serviços, com a dispensa maciça de corpos técnicos altamente qualificados em décadas de formação do setor; bem como o aumento progressivo das tarifas, sobretudo no segmento residencial, favorecendo a ampliação da exclusão. E, por fim, a queda acentuada dos investimentos em expansão e manutenção dos sistemas de geração e distribuição, tanto por aspectos relativos à política econômica adotada (investimentos como déficit público), como pela alegação de falta de atratividade, mediante os excessivos riscos da prestação desses serviços no país. Do ponto de vista estratégico, a perda foi ainda maior, com a renúncia, pelo Estado, de seu papel de planejador e orientador de políticas em um setor de vital importância para o desenvolvimento social e econômico do Brasil.

Após quase uma década de reformas, frustraram-se as promessas de ampliação de oferta, qualidade, confiabilidade e preços compatíveis com a realidade. Ao contrário, a incerteza e falta de regras claras, inerentes a um precipitado processo de desverticalização e privatização, já então em curso, provocaram um racionamento de 25% do consumo de eletricidade entre os anos de 2001/2002, embora fossem normais as condições hidrológicas (três anos com aflúências acima da média e dois abaixo da média). Esse racionamento prejudicou o desenvolvimento econômico e contribuiu para degradar ainda mais as condições de vida de toda a sociedade.

Do ponto de vista dos grandes consumidores industriais, no período de racionamento

elevaram-se os preços da energia para a indústria e expulsaram-na despreparadamente da condição de consumidor cativo para a de livre (Ludmer, 2002).

Em 16 de março de 2004, já no governo do presidente Luís Inácio Lula da Silva, promulga-se a **Lei nº 10.848** e dá-se início a outra grande reformulação no setor elétrico, interrompendo as privatizações e reformulando o modelo anterior. A regulamentação do modelo veio em 30 de julho de 2004, quando da edição do **Decreto nº 5.163**, que “regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica e dá outras providências” (REGO, 2007).

Segundo Mônica Landi (LANDI, 2006), as novas reestruturações do setor elétrico implantadas pelo governo Lula basearam-se em uma cartilha divulgada pelo Instituto Cidadania, sob o título de Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro, cujo conteúdo Landi escreve:

Dentro de uma linha oposicionista, o texto enfatiza a necessidade de se adotar um modelo, no qual o conceito de serviço público para as atividades de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica substitua a visão “puramente de mercado que o modelo neoliberal tentou imprimir sem sucesso”. A partir desse enfoque, seis premissas básicas norteiam as alterações propostas para o setor elétrico brasileiro, são elas:

a) Extinção do Mercado Atacadista de Energia – MAE, dado o entendimento de que o modelo mercantil idealizado para o setor é equivocado, frente a seu papel marginal, tornando inadequada a subordinação total da operação, organização e expansão do sistema elétrico a essa lógica de curto prazo;

b) Resgate e aperfeiçoamento do sistema de planejamento determinativo, integrado, regionalizado e descentralizado, articulando a política do setor com outras políticas de desenvolvimento, tais como industrial, agrícola, tecnológica, de transportes, ambiental, etc, com caráter de atividade permanente e seqüencial;

c) Retomada do sistema de tarifas pelo custo do serviço, de forma a reduzir as incertezas e os riscos para produtores e consumidores, assegurando a licitação por blocos de energia;

d) Democratização e fortalecimento do sistema de regulação, promovendo a integração da regulação técnica e econômica com o planejamento, bem como a articulação das agências regulatórias afins, a saber: Agência Nacional de Águas – ANA; Agência Nacional de Energia – ANEEL e Agência Nacional de Petróleo – ANP;

e) Reestruturação e recuperação do caráter público do Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;

f) Garantia de que a energia advinda dos projetos hidráulicos existentes (energia velha), bem como do aproveitamento do potencial de recursos naturais, seja destinado, de forma prioritária, ao serviço público, cooperativo ou comunitário.

Ao delinear esses princípios, os oposicionistas, de um lado, negam o modelo baseado puramente no mercado, no qual a indução da expansão do setor dar-se-ia por meio de preços e da competição pura, mas, por outro lado, defendem o papel do planejamento setorial integrado, tentando reorganizar as bases institucionais necessárias para a criação de um

ambiente seguro e transparente, visando assegurar o atendimento da demanda de energia e a expansão do setor, de forma confiável, com racionalidade e em bases sustentáveis.

O novo modelo para o setor elétrico implantado considera que a operação coordenada e centralizada do sistema hidrelétrico brasileiro proporciona significativos ganhos energéticos. Dessa forma, o Ministério de Minas e Energia (MME) defende a manutenção do despacho centralizado das usinas e a utilização coordenada e com segurança do sistema de transmissão, sob coordenação do ONS, visando atender a carga com nível adequado de qualidade e confiabilidade. Entretanto, de forma a garantir que as decisões de operação sejam sempre transparentes e desvinculadas dos interesses comerciais dos agentes, a proposta pressupõe que o ONS pautar suas ações segundo “Procedimentos de Rede” submetidos a processo de audiência pública e aprovados pela ANEEL.

Quanto à contratação dos serviços de geração de energia, o arranjo proposto, conforme devidamente explicitado pelo MME, reconhece todos os organismos e instituições que atuam no sistema elétrico brasileiro, à exceção do Mercado Atacadista de Energia – MAE, que foi substituído pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE. Isto porque o novo modelo de contratação de serviços de geração deverá abranger tanto o sistema interligado quanto os sistemas isolados, visando assegurar a modicidade tarifária para os consumidores finais, bem como a viabilidade econômico-financeira dos geradores e distribuidores que neles atuam, ou vierem a atuar (LANDI, 2006).

No que tange à comercialização da energia elétrica, o novo modelo modificou profundamente as regras do mercado, instituindo dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o **Ambiente de Contratação Regulada (ACR)**, do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia; e o **Ambiente de Contratação Livre (ACL)**, do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

Por fim, completando o modelo competitivo de geração, a proposta sugerida pelo Ministério de Minas e Energia prevê que a contratação de energia para atender o consumo seja feita por meio de licitações e que caberá ao MME oferecer um conjunto de projetos de empreendimentos (hidroelétricos e termoeletrônicos) estudados pela então criada Empresa de Pesquisa Energética – EPE e considerados os mais econômicos para atendimento da demanda.

Os agentes vencedores do leilão (cujo critério é o mínimo custo da energia) recebem, simultaneamente, a concessão de construção das novas usinas e um contrato de venda com as distribuidoras.

A Figura 2 abaixo ilustra de forma resumida o cronograma histórico apresentado neste tópico.

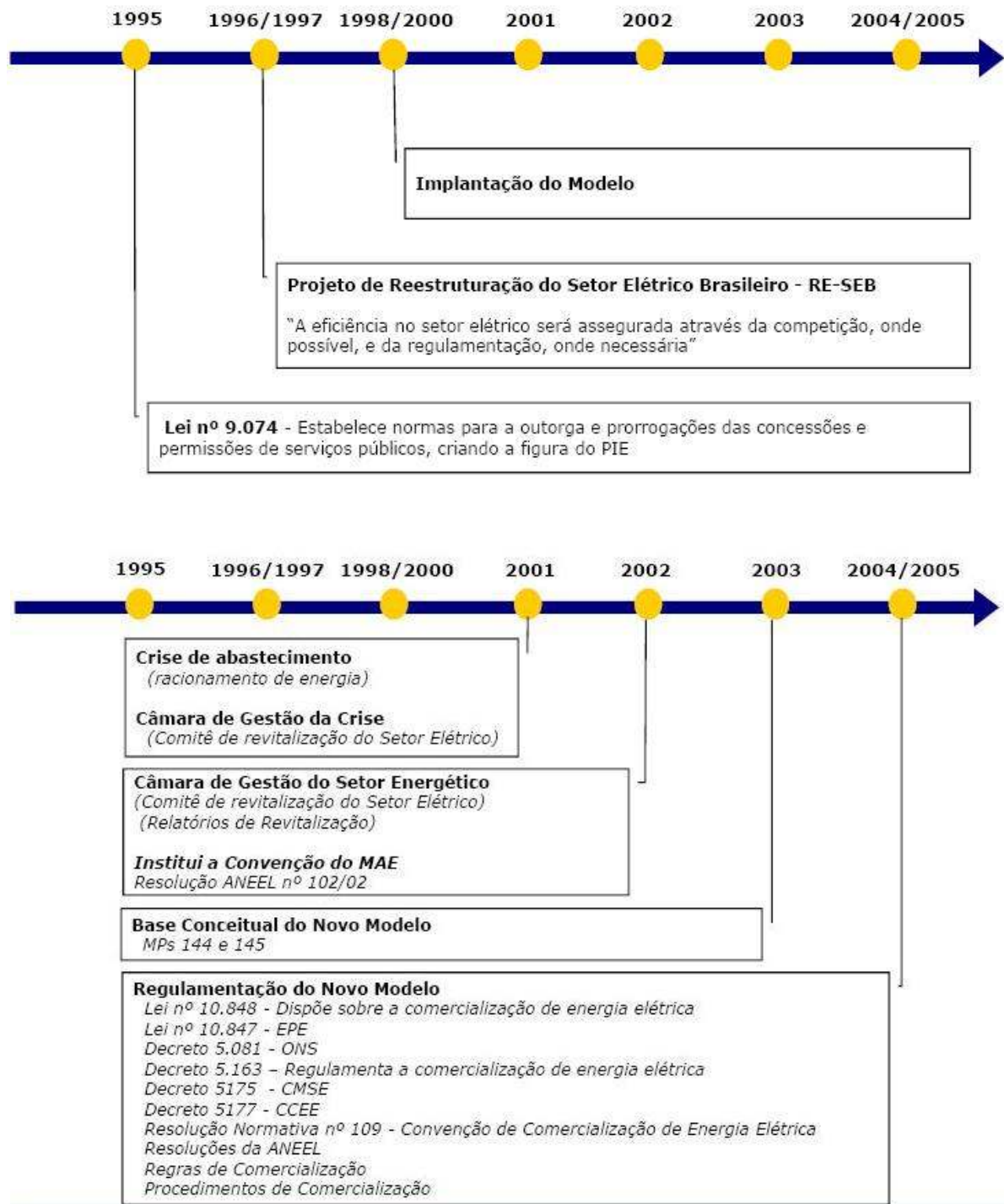


Figura 2: Histórico da reestruturação do setor de 1995 a 2005
Fonte (CCEE)

As discussões apresentadas neste item sobre as principais mudanças entre os modelos pré-existentes e o modelo atual de organização do Setor Elétrico, que resultaram em transformações nas atividades dos agentes do setor, estão resumidas na Tabela 2:

Tabela 2 - Principais mudanças no setor elétrico

Modelo Antigo (até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (a partir de 2004)
Financiamento por meio de recursos públicos	Financiamento por meio de recursos públicos e privados	Financiamento por meio 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 ACL: preços livremente negociados na geração e comercialização. No ACR: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Mercado 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% do 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 Déficits (MCSD) para as Distribuidoras

(Fonte: CCEE)

2.3 As Instituições Governamentais Atuais do Setor

O novo modelo do Setor Elétrico Brasileiro criou novas instituições e alterou funções de algumas já existentes. O novo quadro institucional centraliza no Governo o poder de fixar as políticas, o planejamento e o monitoramento do setor. A agência regulatória mantém suas funções de implementar as diretrizes governamentais e de fiscalizar os agentes. Os agentes continuam participando das entidades responsáveis pela comercialização e operação do sistema sem, contudo, exercer aquele controle previsto no antigo modelo. A Figura 3 ilustra o diagrama atual das principais instituições federais.

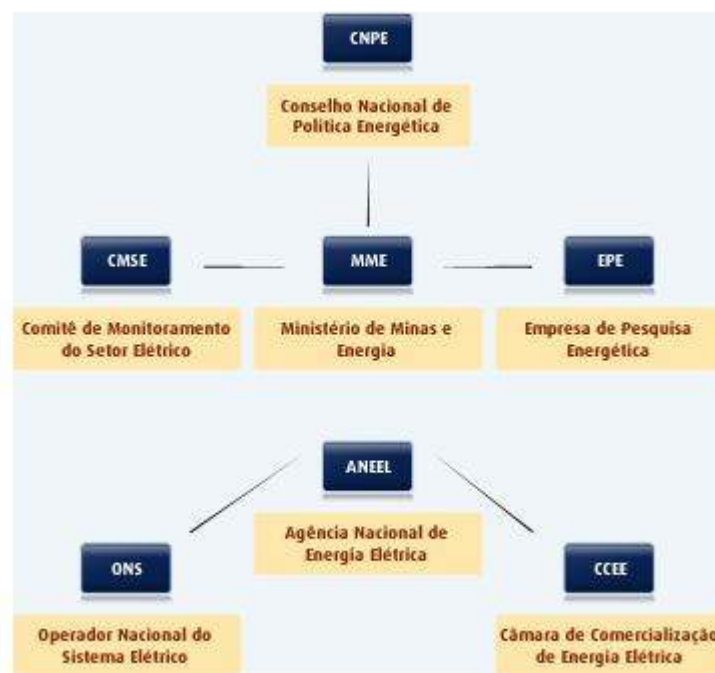


Figura 3: Arranjo estrutural federal do setor elétrico brasileiro

Seguem listadas abaixo as instituições governamentais que compõem o novo cenário brasileiro de eletricidade, com a inclusão da estatal Eletrobrás, que devido a reformulações políticas recentes (2008), tende a ganhar mais evidência no mercado.

2.3.1 CNPE - Conselho Nacional de Política Energética

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 nas áreas mais remotas ou de difícil acesso no 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.

2.3.2 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.

2.3.3 ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

O Operador Nacional do Sistema foi criado 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, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país.

O ONS desenvolve uma série de estudos e ações , entre eles 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.

Os principais objetivos dos Procedimentos de Rede são:

- Legitimar, garantir e demonstrar a Transparência, Integridade, Equanimidade, Reprodutibilidade e Excelência da Operação do Sistema Interligado Nacional;
- 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;

- Especificar os requisitos técnicos contratuais exigidos nos Contratos de Prestação de Serviços de Transmissão - CPST, dos Contratos de Conexão ao Sistema de Transmissão - CCT e dos Contratos de Uso do Sistema de Transmissão – CUST.

2.3.4 ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

A ANEEL tem 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.

É fundamental que a ANEEL goze de alto grau de credibilidade ou, em outras palavras, que seja vista como autoridade reguladora imparcial e independente, capaz de lidar eficazmente com as novas questões decorrentes da participação privada e da introdução de pressões competitivas no Setor Elétrico Brasileiro. É também importante que ela se concentre nos seus papéis de regulamentação e fiscalização das atividades setoriais e que delegue as responsabilidades operacionais a outros órgãos.

A independência é necessária para que a agência não se deixe influenciar pelos grupos de pressão, para que se atenha às especificidades setoriais e para que se mantenha afastada das implicações macroeconômicas de suas decisões. A independência da agência possibilita, assim, que se atinja dois objetivos importantes (LINHARES PIRES, 2000):

a) Reduzir a incerteza dos investidores em negociar com o poder concedente, devido às dúvidas em relação aos interesses do Estado, realçando a importância de marcos regulatórios estáveis, com regras e atribuições bem definidas;

b) Formular os pressupostos básicos para o efetivo cumprimento da missão regulatória na promoção da eficiência econômica e do bem-estar social. Tais pressupostos podem ser resumidos da seguinte forma:

i. Pressuposto da autonomia decisória: refere-se ao critério da escolha de seus gestores,

que devem ter elevada capacidade e especialização técnica, reduzindo assim a assimetria de informações pró produtores e os riscos de captura sempre presentes na atividade regulatória, trazendo, concomitantemente, maior legitimidade social à ação regulatória.

ii. Pressuposto da garantia de estabilidade durante o mandato de seus gestores: os gestores só podem ser afastados nos casos previstos em Lei, sendo que a destituição dos dirigentes da agência deve estar sempre relacionada com o descumprimento de sua função, apurável mediante procedimento de caráter objetivo. O objetivo deste pressuposto é evitar o risco de demissões por pressões dos eventuais governos sobre a forma de condução de políticas voltadas para a implementação das diretrizes gerais da missão regulatória. O cumprimento de tal pressuposto também garante o isolamento da direção da agência de interferências indesejáveis tanto por parte do governo quanto da indústria regulada.

iii. Pressuposto da independência financeira e gerencial da agência: as receitas das agências deverão ser compostas por recursos orçamentários próprios para que possam assim dispor de pessoal capacitado e material adequado para o exercício da tarefa regulatória.

iv. Pressuposto da autoridade das decisões: a agência deverá dispor de efetivo poder de decisão para mediar e arbitrar os conflitos entre consumidores, empresas e governos, fazendo parte do ordenamento jurídico instituído, sem, portanto, correr risco de questionamentos junto a outras instâncias de poder, a não ser por evidente ilegalidade.

v. Pressuposto do cumprimento de metas regulatórias: devem ser estabelecidos objetivos claros para a missão regulatória, havendo um contrato de gestão que estipula metas regulatórias que devem ser perseguidas pelos conselheiros.

vi. Pressuposto da transparência: a transparência é essencial para garantir à sociedade a atuação independente da agência. Para tanto a agência deve estabelecer com os consumidores/clientes a maior quantidade possível de canais de comunicação. Para tanto deve, dentre outras coisas, utilizar a prática de elaboração de consultas públicas e criar um sistema de ouvidoria.

Concluindo, a estruturação de um ente regulador deve garantir a equidistância em relação aos atores sociais envolvidos e deve dificultar a sua captura por qualquer área de interesse.

2.3.5 EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Instituída pela Lei nº 10.847/04 e criada pelo Decreto nº 5.184/04, a EPE é uma

empresa vinculada ao MME, cuja finalidade é prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético. Suas principais atribuições incluem a realização de estudos e projeções da matriz energética brasileira, execução de estudos que propiciem o planejamento integrado de recursos energéticos, desenvolvimento de estudos que propiciem o planejamento de expansão da geração e da transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos, realização de análises de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas, bem como a obtenção da licença ambiental prévia para aproveitamentos hidrelétricos e de transmissão de energia elétrica.

Dentre os principais estudos realizados pela EPE, destacam-se:

- **Plano Decenal de Energia (PDE):** incorpora uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de diversos energéticos no período decenal. O objetivo do planejamento decenal da expansão do sistema energético nacional consiste em se definir um cenário de referência para implementação de novas instalações na infra-estrutura de oferta de energia, necessárias para se atender ao crescimento dos requisitos do mercado, segundo critérios de garantia de suprimento pré-estabelecidos, de forma ambientalmente sustentável e minimizando os custos totais esperados de investimento, inclusive socioambientais, e de operação.

Esses estudos de planejamento são objetos de revisões anuais, as quais irão considerar, dentre outras, as mudanças nas previsões de crescimento do consumo de energia e reavaliações da economicidade e viabilidade dos projetos de oferta de energia em função de um maior detalhamento dos seus estudos técnicos de engenharia e de meio ambiente, além da incorporação de novos projetos cujos estudos tenham sido finalizados.

- **Plano Nacional de Energia (PNE 2030):** estudo de planejamento energético de longo prazo cobrindo não somente a questão da energia elétrica, como também dos demais energéticos, notadamente petróleo, gás natural e biomassa.

- **Balanco Energético Nacional (BEN):** documento tradicional do setor energético brasileiro que divulga, anualmente, extensa pesquisa e a contabilidade relativas à oferta e consumo de energia no Brasil, contemplando as atividades de exploração e produção de recursos energéticos primários, sua conversão em formas secundárias, a importação e exportação, a distribuição e o uso final da energia. Para contextualizar a apreciação destes indicadores energéticos, bem como do detalhamento sobre a autoprodução de energia elétrica, inicia-se o documento com um capítulo onde são apresentadas uma breve descrição dos principais indicadores macroeconômicos e uma análise da correlação entre o nível de atividade econômica e a oferta e o consumo de energia no Brasil.

2.3.6 CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

É um órgão criado no âmbito do MME – Ministério de Minas e Energia, 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.

2.3.7 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, a partir de 10 de novembro de 2004. Associação civil integrada pelos agentes das categorias de geração, de distribuição e de comercialização, a instituição desempenha papel estratégico para viabilizar as operações de compra e venda de energia elétrica, registrando e administrando contratos firmados entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores livres. Entre suas principais obrigações estão:

- manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL);
- a 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;
- realização de leilões de compra e venda de energia por delegação da ANEEL.
- 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 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.

Os seguintes agentes do setor elétrico têm participação obrigatória na CCEE:

- **Categoria Geração:**

Geradores Concessionários de Serviço Público, com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW;

Produtores Independentes, com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW;

Autoprodutores, com capacidade instalada maior ou igual a 50 MW e despachados pelo ONS.

- **Categoria Distribuição**

Distribuidores com consumo maior ou igual a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior e aqueles com consumo menor mas que não adquirirem a totalidade da energia de supridor com tarifa regulada.

- **Categoria Comercialização**

Agentes Importadores e Exportadores com volume intercambiado maior ou igual a 50 MW;

Comercializadores com volume negociado maior ou igual a 500 GWh/ano, referido ao ano anterior;

Consumidores Livres e Especiais.

É importante observar que os agentes de transmissão não participam da CCEE. A Figura 4 ilustra a representatividade da classe de agentes na CCEE em dezembro de 2008 e a Tabela 3 o consumo em MWh de cada agente naquele mês. Nota-se que, apesar de numericamente inferior, a categoria distribuidor é a que possui maior consumo, uma vez que é este agente que abastece o mercado cativo.

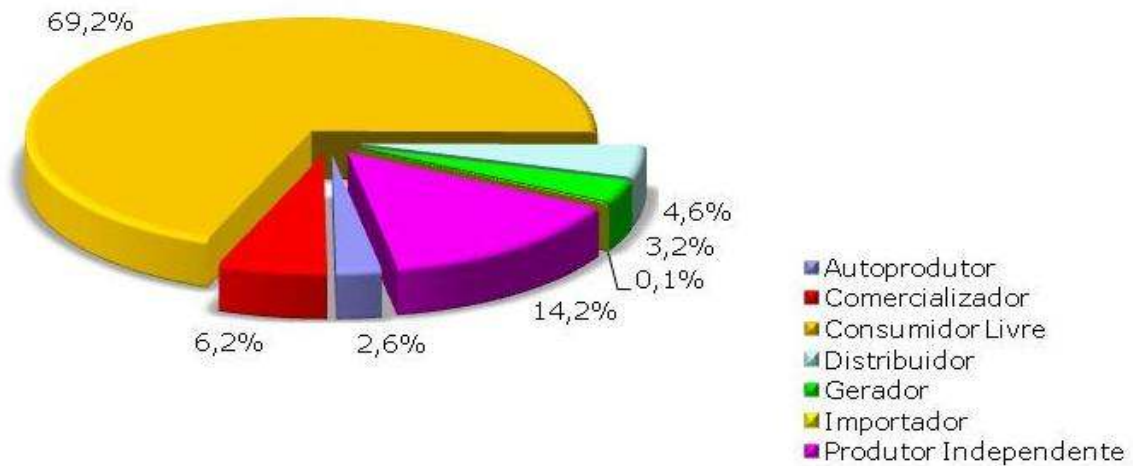
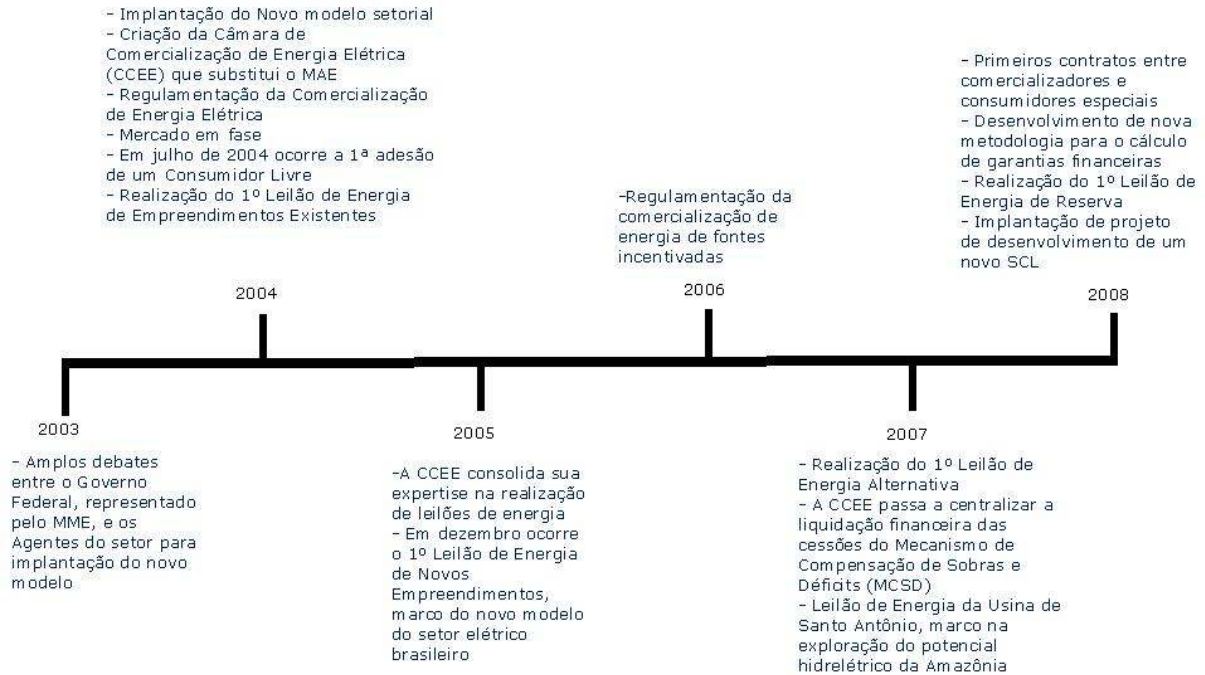


Figura 4: Representatividade da classe de agentes na CCEE em dezembro de 2008.
(Fonte: Machado, 2009)

Tabela 3 - Consumo por classe de agente em dezembro de 2008 (Fonte: CCEE, 2009)

Classe do Agente	Consumo Total Registrado [MWh]
Autoprodutor	2.227.662
Comercializador	385
Consumidor Livre	5.295.337
Distribuidor	27.353.897
Gerador	757.020
Importador	5.929
Produtor Independente	0
Total	35.640.231

A seguir, a Figura 5 ilustra um breve histórico das operações na CCEE e alguns dos marcos do novo modelo para o setor elétrico. Destacam-se os leilões realizados em 10 de dezembro de 2007 e 19 de maio de 2008, nos quais foram leiloadas respectivamente a UHE Santo Antônio (RO, 3.150 MW) e UHE Jirau (RO, 3.300 MW), ambas na bacia do rio Madeira, sendo portanto um marco na exploração do potencial hidroelétrico da Amazônia.



**Figura 5: Breve histórico da CCEE e do Novo Modelo
(Fonte: Machado, 2009)**

A UHE Santo Antônio foi arrematada pelo consórcio Madeira Energia, que ofertou como preço final da energia, R\$ 78,87 por MWh para o ACR, que deterá 70 % da energia produzida pela usina. O consórcio Madeira Energia é formado por Furnas (39%), Cemig GT (10%), por Odebrecht Investimentos em Infra-estrutura (17,6%), Construtora Norberto Odebrecht (1%), Andrade Gutierrez Participações (12,4%) e Fundo de Investimentos e Participações Amazônia Energia - formada por Banif e Santander – (20%).

Já a UHE Jirau foi arrematada pelo consórcio Energia Sustentável do Brasil, que também destinará 70% da energia produzida ao ACR, ao preço de R\$ 71,40 por MWh. O consórcio Energia Sustentável do Brasil é formado pelas empresas Suez Energy South América Participações Ltda. (50,1%); Camargo Corrêa Investimentos em Infra-Estrutura S/A (9,9%); Eletrosul Centrais Elétricas S/A (20%) e Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – Chesf (20%) (Canal Energia, 2008).

A CCEE possui sua estrutura e governança dividida em:

- **Assembléia Geral:** órgão deliberativo superior formado por todos os agentes das categorias de geração, distribuição e comercialização, que detêm número de votos calculados proporcionalmente à energia comercializada na CCEE;
- **Conselho de Administração:** órgão colegiado constituído por 5 executivos eleitos pela assembléia geral;
- **Conselho Fiscal:** órgão colegiado constituído por 3 membros titulares e 3 suplentes.

Tem como principal atribuição fiscalizar os atos da administração, verificando o cumprimento de seus deveres legais e estatutários;

- **Superintendência:** responsável por conduzir as atividades operacionais da CCEE e prover todo o suporte administrativo, jurídico e técnico necessário para o pleno funcionamento do mercado.

O custo de funcionamento da CCEE é coberto pelas contribuições de seus agentes e por eventuais emolumentos. Os custos são reateados entre os agentes proporcionalmente à quantidade de votos de cada um. A cobrança de emolumentos ou o ressarcimento de custos e despesas pode decorrer da realização de atividades específicas como realização de leilões, oferecimento de treinamentos sobre regras e procedimentos de comercialização, edição de publicações, manuais e documentos técnicos.

2.3.8 Eletrobrás – Centrais Elétricas Brasileiras S. A

A Eletrobrás é uma empresa de economia mista e de capital aberto, com ações negociadas nas Bolsas de Valores de São Paulo (Bovespa), de Madri, na Espanha, e de Nova York, nos Estados Unidos. O governo federal possui 54% das ações ordinárias da companhia e, por isso, tem o controle acionário da empresa. A Administração federal é proprietária ainda de 15,7% das ações preferenciais, cuja maioria (84,3%) está em mãos privadas.

Na condição de "holding", a Centrais Elétricas Brasileiras controla grande parte dos sistemas de geração e transmissão de energia elétrica do Brasil por intermédio de seis subsidiárias: Chesf, Furnas, Eletrosul, Eletronorte, CGTEE e Eletronuclear. Além de principal acionista destas empresas, a Eletrobrás, em nome do governo brasileiro, detém metade do capital da Itaipu Binacional. A capacidade geradora das concessionárias do grupo Eletrobrás alcançou a marca de 39.753 MW, correspondentes a 39,6% do total nacional em julho de 2008. As linhas de transmissão pertencentes ao Sistema, com cerca de 57.000 quilômetros de extensão, representavam 65,9% do total nacional no mesmo período (ELETROBRÁS, 2008).

A *holding* também controla o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – Cepel e a Eletrobrás Participações S. A. - Eletropar. Além disso, atua na área de distribuição de energia por meio das empresas Eletroacre (AC), Ceal (AL), Cepisa (PI), Ceron (RO), Manaus Energia (AM) e Boa Vista Energia (RR).

O Sistema Eletrobrás atua de forma integrada, com políticas e diretrizes definidas pelo Conselho Superior do Sistema Eletrobrás (Consize), formado pelos presidentes das empresas

do grupo, que se reúne regularmente. É também a empresa que dá suporte a programas estratégicos do governo, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), o programa Luz Para Todos e o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica (Procel).

2.3.9 ARSESP – Agência Reguladora de Saneamento e Energia de São Paulo

A ARSESP, Agência Reguladora de Saneamento e Energia, é uma entidade autárquica, vinculada à Secretaria de Saneamento e Energia do Estado de São Paulo, criada pela Lei Complementar 1.025, de 07/12/2007, regulamentada pelo Decreto 52.455, de 07/12/2007, para regular, controlar e fiscalizar, no âmbito do Estado, os serviços de gás canalizado e, preservadas as competências e prerrogativas municipais, de saneamento básico de titularidade estadual.

A ARSESP foi criada a partir da CSPE, Comissão de Serviços Públicos de Energia, autarquia que atuou na regulação e fiscalização dos serviços de energia elétrica e gás canalizado desde 1998. A sua criação é de grande importância para área de saneamento, pois está inserida no contexto de modernização da política estadual para o setor, bem como na sua adequação às leis federais 11.107/05 e 11.445/07, que estabelecem, respectivamente, as normas gerais de contratação de consórcios públicos, e as diretrizes nacionais para o saneamento básico.

As principais atribuições da ARSESP nas suas áreas de atividades são:

- Gás canalizado: regular e fiscalizar os serviços de distribuição de gás canalizado das 3 concessionárias paulistas.
- Saneamento: regular e fiscalizar os serviços de saneamento de titularidade estadual, assim como aqueles, de titularidade municipal, que venham a ser delegados à ARSESP pelos municípios paulistas que manifestarem tal interesse.
- Energia elétrica: por meio de convênio de delegação e descentralização, firmado com a Agência Nacional de Energia Elétrica, fiscalizar as 14 concessionárias de distribuição que atuam no Estado de São Paulo (ARSESP, 2008).

2.4 Modelo Atual de Comercialização de Energia Elétrica

A nova legislação para o setor elétrico estabelecida a partir de 2004 delegou ao Poder Executivo ampla liberdade para regulamentar o novo modelo. Em muitos casos, a lei fixou apenas certas diretrizes e “fatores” indicativos para nortear os futuros decretos regulamentadores.

O modelo esquematizado na Figura 6 propõe a coexistência de dois ambientes de contratação:

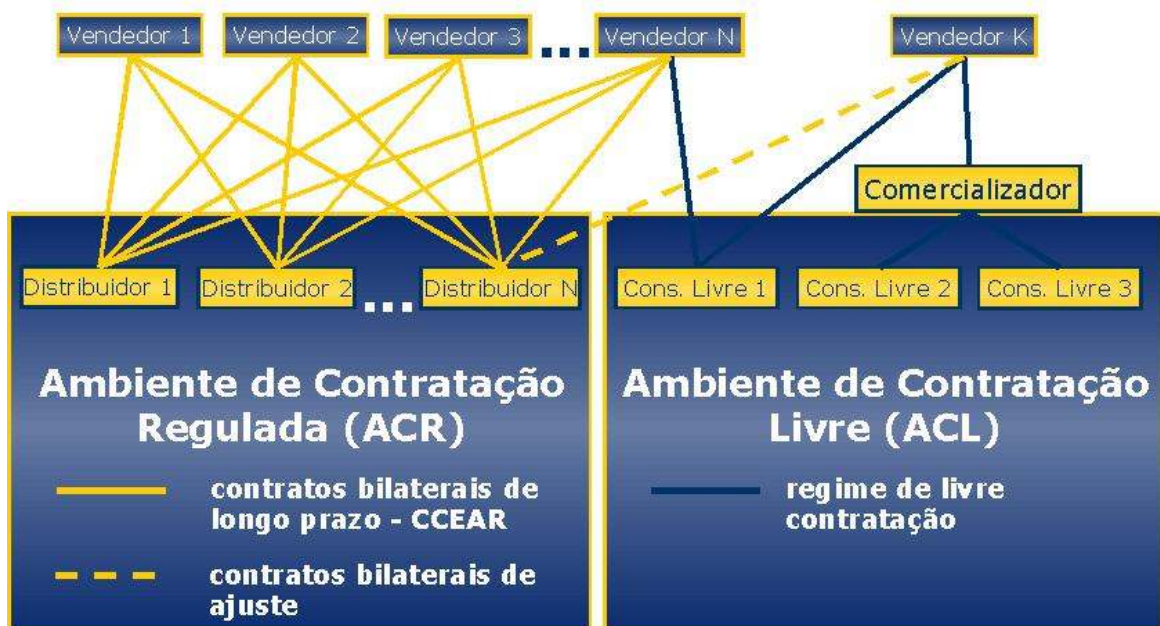


Figura 6: Ambientes de contratação do novo modelo de comercialização
(Fonte: MME, 2008)

a) **Ambiente de Contratação Regulada – ACR**, também denominado *pool*, que tem tarifas de suprimento reguladas por meio da compra da energia pelo conjunto das distribuidoras, em leilões, por diversos prazos, de maneira a proteger os consumidores cativos, atendidos pelas distribuidoras. Neste ambiente, todos os geradores, incluindo produtores independentes, vendem energia para todas as distribuidoras, por meio da CCEE. Os leilões de energia existente são separados dos leilões de expansão;

b) **Ambiente de Contratação Livre – ACL**, onde geradores e produtores independentes comercializam energia, com preços e quantidades livremente negociados com os consumidores livres, visando estimular a iniciativa de tais consumidores. Ressalta-se que a Figura do comercializador de energia foi preservada no novo modelo, mas com atuação restrita no ACL.

A comercializadora de energia elétrica surge como mais um agente no ambiente

competitivo do setor. É uma empresa que requer pouco capital imobilizado e atua como intermediária, comprando energia e revendendo. Essa atividade torna-se atrativa no momento que ela reúne um número grande de consumidores com curvas de carga variadas. Quando essas curvas se sobrepõem, tendem a se complementar, fornecendo, assim, uma resultante mais *flat* (sem grandes oscilações). Desse modo, no momento da compra ela dispõe de uma curva de carga mais nivelada e de uma grande demanda de eletricidade, se comparada com a de um único cliente. A compra da energia por parte da comercializadora se dá por contratos bilaterais de curto, médio ou longo prazo ou no mercado *spot*.

Por fim, cabe ressaltar que o atual modelo segue a tendência histórica de se repassar ao consumidor final os custos do setor. É verdade que a Lei 10.848 trouxe algumas diretrizes e referências gerais à modicidade tarifária e a limites de repasse tarifário. Contudo, ficou claro que os consumidores arcarão com os custos das licitações promovidas no ambiente regulado, inclusive encargos e tributos ali incidentes.

Além disso, serão repassados os custos com a contratação de Reserva de Capacidade (Energia de Reserva), pelos quais os geradores serão pagos independentemente de efetiva entrega de energia elétrica ao sistema.

2.4.1 Ambiente de Contratação Regulada – ACR

No ACR comercializa-se a energia elétrica utilizada pelas companhias distribuidoras para atender a seus respectivos consumidores finais. Exceto em alguns casos específicos (citados a seguir neste item), as distribuidoras não podem adquirir energia elétrica fora do ACR.

A venda de energia no ACR é realizada por meio de leilões (licitações) promovidos pela ANEEL (que pode delegar essa função à CCEE) e a contratação é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado – CCEAR.

As companhias distribuidoras deverão, obrigatoriamente, adquirir a totalidade de suas necessidades de energia elétrica por meio de:

- (a) contratos regulados, firmados no ACR;
- (b) contratos de compra e venda de energia proveniente de geração distribuída, de fontes alternativas (energia adquirida na primeira etapa do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas - “Proinfa”) e de Itaipu Binacional.

As companhias distribuidoras deverão informar o Poder Concedente sobre a quantidade de energia necessária para atendimento de seu mercado futuro e estarão sujeitas a penalidades por eventuais desvios. Caso a distribuidora esteja sobrecontratada, a penalização será resultante do não repasse integral dos custos de aquisição da energia às tarifas para os consumidores finais. Por outro lado, se houver subcontratação, além do possível prejuízo do não repasse integral dos custos adicionais provenientes da energia comprada no mercado *spot*, haverá penalização por parte da CCEE, para cada MWh não contratado, conforme o documento *Regras de Comercialização – Penalidades por Insuficiência de Cobertura de Consumo*.

Uma importante ferramenta para minimizar e/ou evitar subcontratação ou sobrecontratação por parte das concessionárias é o chamado Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, onde as sobras de energia contratadas pelas distribuidoras e declaradas como disponíveis ao MCSD são repassadas àquelas distribuidoras que não alcançaram os 100 % de cobertura de seu mercado. Tal mecanismo tem regulamentação específica por parte da CCEE.

A nova lei também determinou a *desverticalização* das companhias distribuidoras, que não mais poderão:

- (i) desenvolver atividades de geração e transmissão;
- (ii) vender energia para consumidores livres fora de sua área de concessão;
- (iii) participar em outras sociedades (exceto quando relacionadas a operações de financiamento em benefício da própria concessionária, sujeitas à autorização prévia da ANEEL);
- (iv) praticar atividades estranhas ao objeto da concessão.

Cabe ressaltar que as companhias distribuidoras de pequeno porte (mercado inferior a 500 GWh/ano) e aquelas que atendem a sistemas isolados não estão obrigadas a participar dos leilões do ACR, nem estão sujeitas às exigências de desverticalização.

Já as geradoras de energia elétrica podem vender energia tanto no ACR quanto no ACL. A venda no ACR será feita por leilões. Haverá leilões distintos para contratação de energia proveniente de:

- (i) empreendimentos de geração existentes (a chamada “energia velha”);
- (ii) novos empreendimentos de geração (“energia nova”);
- (iii) fontes alternativas.

A lei define como *empreendimentos novos* aqueles que, até o início do respectivo processo licitatório, não detenham concessão, permissão ou autorização, ou sejam parte de

empreendimento existente que venha a ser objeto de ampliação, restrito ao acréscimo de capacidade. Excepcionalmente, para licitações realizadas até 2007, puderam participar de licitações de geração nova os empreendimentos que tinham obtido a outorga de concessão ou autorização até 16 de março de 2004, que tinham iniciado operação comercial a partir de 1º de janeiro de 2000 e cuja energia não tinha sido contratada até 16 de março de 2004 (os chamados empreendimentos “botox”).

Portanto, a expansão da carga do sistema será atendida por geração nova e será implementada por licitações com cinco e três anos de antecedência em relação ao ano de entrega da energia. O objetivo é permitir que os distribuidores gerenciem de forma eficiente as incertezas relacionadas à evolução da demanda.

Para a contratação com cinco anos de antecedência (A-5), o volume de energia a ser contratado será informado pelas distribuidoras e a contratação será feita por licitação conduzida pela ANEEL (ou CCEE), com preço teto definido pelo MME, com base em estudos da EPE (há predominância de fonte hidrelétrica nesta contratação). Os contratos resultantes da licitação terão duração de 15 a 35 anos, com início de suprimento em 5 anos. O repasse de preço às tarifas será integral em todo o prazo contratual para os volumes contratados em A-5.

Para a contratação com três anos de antecedência (A-3), o processo de contratação da energia, o de outorga de contratos de concessão, o mecanismo de repasse de preço à tarifa e o elenco de projetos a licitar para contratação em A-3 são os mesmos da contratação A-5. Porém, o volume de energia a ser contratado será limitado a 3 % da carga de cada distribuidora, medida em A-5, ou por meio da proporção a ser definida pela regulamentação, considerando as características da carga de cada concessionária (há predominância de fonte térmica nesta contratação).

O atendimento às necessidades superiores aos limites fixados para aquisição em A-3 será feito por **contratos bilaterais de ajuste**. Esta contratação será realizada por meio de leilão público, com antecedência de até dois anos, autorizado pela ANEEL e exclusivo para a distribuidora com parcela de mercado não coberta pela contratação em A-3. Os contratos bilaterais assim estabelecidos serão específicos de cada distribuidora e terão duração máxima de dois anos. O repasse dos preços desses contratos às tarifas de fornecimento terá tratamento específico por parte da ANEEL.

Já a contratação da geração existente (em A-1) visa atender à carga existente das concessionárias e é feita por meio de leilões, cuja contratação é realizada na modalidade contratos de quantidade de energia, em que a cobertura dos custos operacionais e o gerenciamento dos riscos da operação energética ficam sob a responsabilidade dos geradores

contratados. Os contratos terão no mínimo 3 e no máximo 15 anos de duração, para início de suprimento em janeiro do ano seguinte ao do leilão. Nesta contratação, os preços obtidos nos leilões são integralmente repassados à tarifa do consumidor final.

A Figura 7 ilustra os conceitos citados acima.

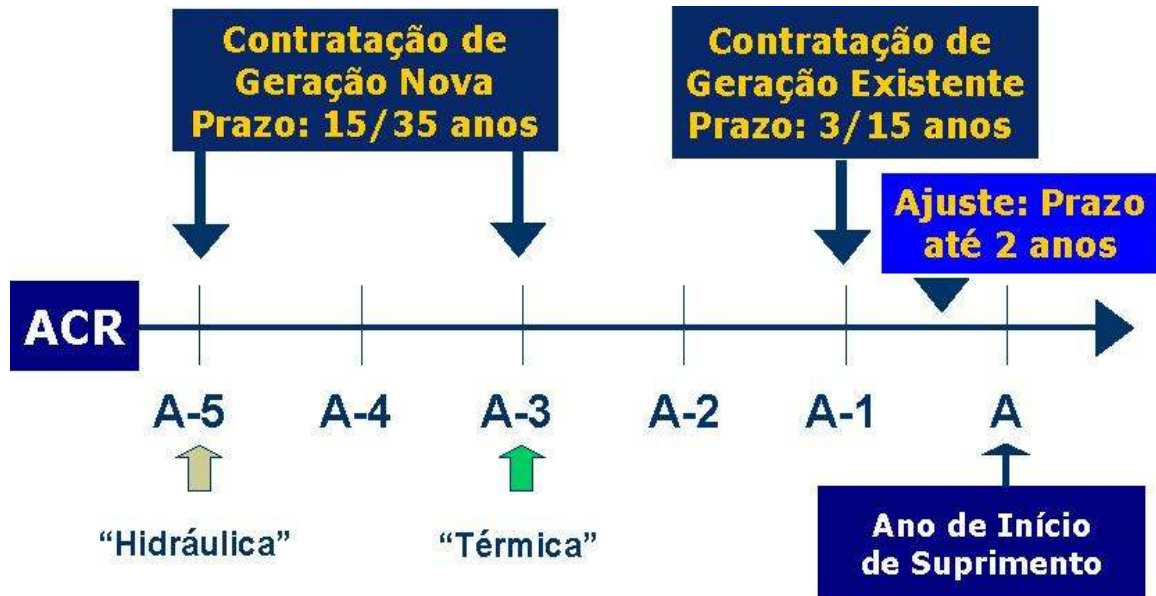


Figura 7: Contratação de energia no ACR

2.4.2 Ambiente de Contratação Livre – ACL

O mercado livre se apresenta como uma estrutura na qual vendedores e compradores tenham conhecimento dos melhores negócios e produtos, facilitando a realização das transações entre os agentes, porém um certo grau de regulamentação se faz necessário para resguardar o seu bom funcionamento. A teoria econômica indica que quando o preço de uma mercadoria é igual ao custo marginal, os níveis de produção e consumo encontram-se no seu ponto mais eficiente, ou seja, os custos marginais são induzidos por meio da competição.

A idéia para a criação de um ambiente competitivo vem da possibilidade de podermos separar o produto, que é a energia elétrica, do serviço, que é o transporte da mesma, sendo alocados separadamente na conta de consumo de energia elétrica o custo relativo à produção e o relativo à entrega.

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. A lei nova, contudo, impôs

severas restrições no tocante às condições de migração para o mercado livre, retratação e às obrigações e penalidades junto ao sistema elétrico.

A opção para consumo livre deve ser exercida com aviso prévio de até 36 meses, enquanto que a retratação deve ocorrer com aviso prévio de no mínimo 5 anos. A redução desses prazos pode ser negociada com a companhia distribuidora local. O prazo do aviso prévio da opção foi reduzido para apenas 180 dias no caso excepcional de consumidores que pretendam utilizar, em suas unidades industriais, energia elétrica produzida por geração própria, em regime de autoprodução ou produção independente. A exceção é válida até 31 de dezembro de 2009 (Lei nº 10.848, de 15/03/2004).

O consumidor livre deverá informar sua necessidade de carga ao Poder Concedente e será responsável por contratar a totalidade dessa carga, ficando sujeito a penalidades por desvios. Além disso, o consumidor livre deverá participar da CCEE.

A minimização do custo de operação deste modelo de comercialização é obtida por meio de um mercado *spot*, onde os agentes de geração são despachados segundo uma ordem de mérito e o preço da energia (preço *spot*) é o preço de equilíbrio no qual a oferta se iguala à demanda. Como toda transação deve ser realizada no âmbito da CCEE, qualquer contratação bilateral é um contrato financeiro que tem por finalidade reduzir a exposição dos agentes à volatilidade do preço *spot*. Neste tipo de contrato, compradores e vendedores acordam preços e quantidades transacionadas.

O principal objetivo do mercado *spot* é garantir a eficiência econômica da cadeia produtiva de energia elétrica. Mais especificamente, a eficiência almejada pode ser separada em eficiência produtiva, que consiste na definição de um preço para energia elétrica que reflita o custo marginal de produção e eficiência alocativa, definida como o uso eficiente dos recursos de geração disponíveis.

2.4.3 Geração e Transmissão: Aspectos Comerciais e Operacionais

A geração hidrelétrica depende de concessão de uso de bem público, outorgada pelo Poder Concedente, sempre precedida de licitação, ou de autorização, em função do porte da usina. Todo contrato de concessão de usinas hidrelétricas pode ser prorrogado, a critério do Poder Concedente, por prazo não superior a 30 anos.

Os agentes de geração podem ser classificados em:

- Concessionários de Serviço Público de Geração: 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, de 13 de fevereiro de 1995.

- Produtores Independentes de Energia Elétrica: 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.
- Auto-Produtores: 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.

De acordo com o atual modelo institucional do setor, todos os geradores, sejam concessionários de serviço público de geração, sejam produtores independentes de energia, incluídos os autoprodutores com excedentes, podem comercializar energia em ambos os ambientes, caracterizando-se a geração como um segmento competitivo.

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica brasileiro é um sistema hidrotérmico de grande porte, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. O Sistema Interligado Nacional, conforme Figura 8, é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontra-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2009).

A Tabela 4 fornece dados consolidados da produção energética do SIN em 2007.

Tabela 4 - Produção energética do SIN em 2007

SIN	
Produção (GWh)	2007
Hidráulica	405.953,9
Térmica	29.443,5
Eólica	559,0
Biomassa	49,0
Outros	1.522,1
Total	437.527,5
Exportação líquida	1.842,7

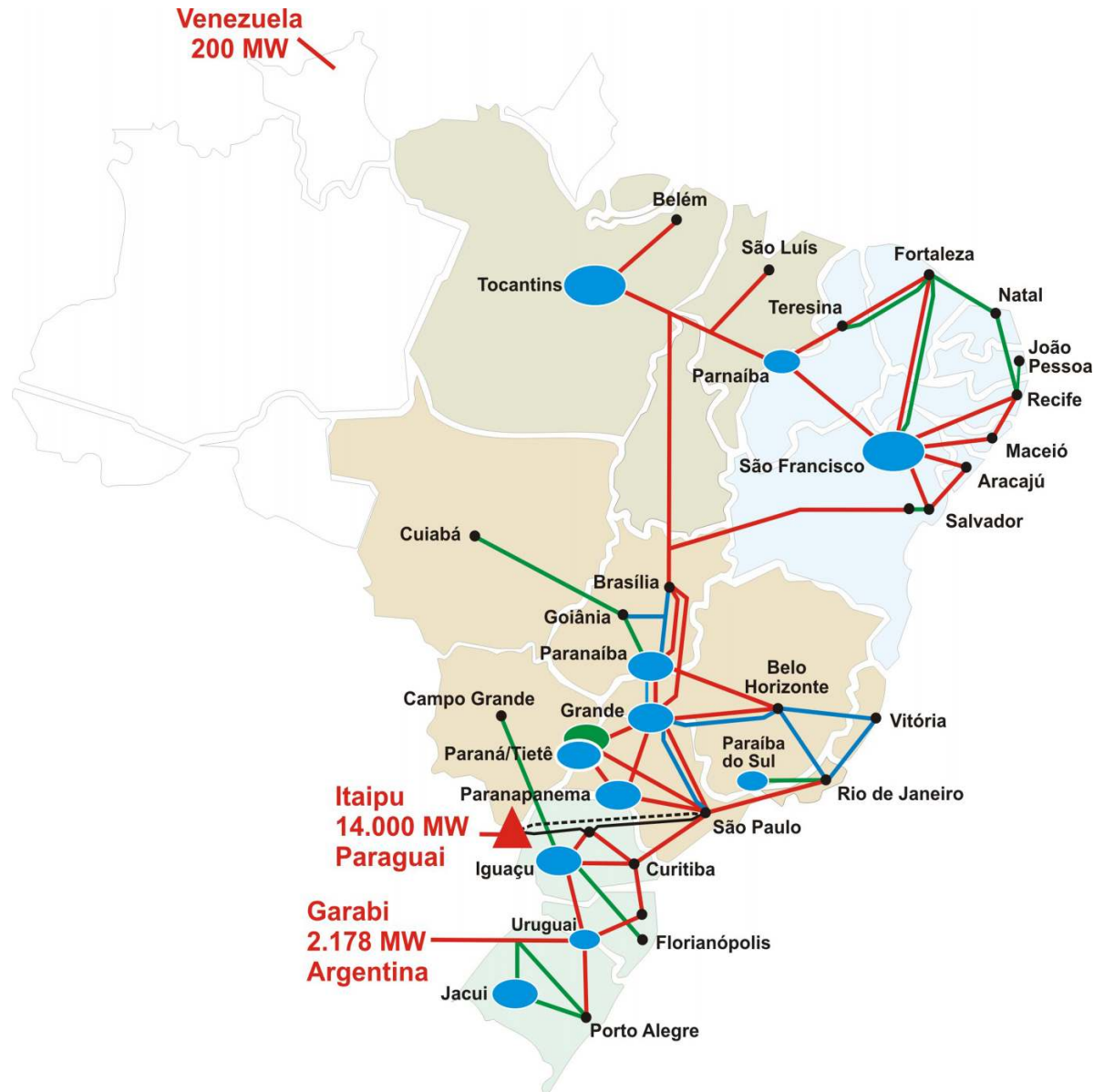


Figura 8: Integração Eletroenergética - SIN
(Fonte: ONS, 2009)

O SIN é subdividido nos seguintes subsistemas (ponto de vista físico e técnico) ou submercados (ponto de vista de comercialização): Norte, Nordeste, Sudeste – Centro Oeste e Sul. Define-se subsistema ou submercado de energia como as subdivisões do sistema interligado, correspondentes a áreas de mercado, para as quais a CCEE estabelecerá preços diferenciados e cujas fronteiras são definidas em função da presença e duração de restrições relevantes de transmissão. A Figura 9 ilustra como está subdividido o SIN e apresenta as principais características de cada submercado.



Figura 9: Submercados do SIN
(Adaptado de apresentação da CCEE)

Em 21 de agosto de 2002, o Conselho Nacional de Política Energética lançou a resolução 06, que determinava à ANEEL a implementação de regulação para reduzir de quatro para dois o número de submercados do país. A medida deveria ter entrado em vigor em 2003, por meio do decreto 4.562/2002, mas uma ação judicial paralisou o processo. Caso a medida fosse implementada, o país teria os submercados Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste. A ANEEL realizou, inclusive, audiência pública para debater os aspectos técnicos, legais e comerciais da medida, que tinha como objetivo aumentar a competição e reduzir variação de preços no mercado *spot*. A 5ª Vara Federal de São Paulo, em atendimento às solicitações do Ministério Público, determinou, em decisão liminar, que qualquer custo decorrente da implementação da Resolução do CNPE, ou de qualquer outra providência relativa à redução do número de submercados para dois, não fosse repassado às tarifas cobradas dos consumidores finais, até o desfecho da ação. Além disso, determinou que a ANEEL se abstenha de adotar qualquer ato tendente à redução dos submercados existentes sem promover estudo de viabilidade técnico-econômica no qual deverá ser analisada inclusive a transferência de custo das transações para o usuário (ABRACE, 2009).

Diante das disparidades técnicas e econômicas de cada submercado, cabe ao ONS realizar estudos de planejamento da operação, de modo a avaliar as condições operativas

futuras e recomendar medidas para que o suprimento de energia elétrica ao mercado consumidor seja feito sem restrições e com margens de segurança adequadas. Um instrumento básico para essas avaliações são as **curvas bianuais de aversão ao risco – CAR**. Caso os níveis de armazenamento regionais verificados tendam a violar os valores estabelecidos nessas curvas de segurança, são definidas políticas de intercâmbios inter-regionais de energia e adotadas medidas excepcionais de despacho de geração térmica, de forma a aumentar a segurança no atendimento energético. Para exemplificação, a Figura 10 apresenta o balanço energético, em GWh, entre os submercados no ano de 2007.

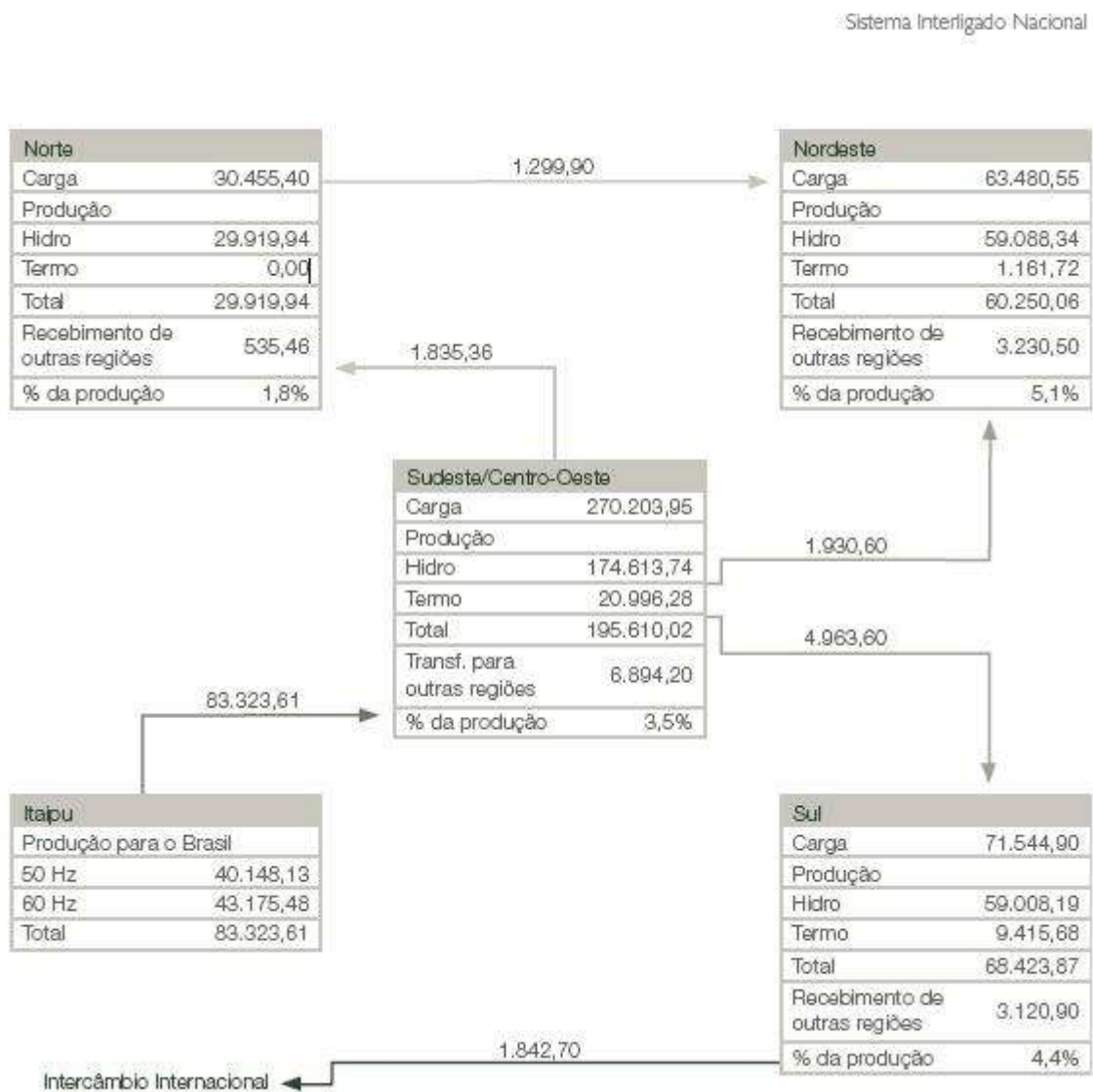


Figura 10: Intercâmbio de energia elétrica entre os submercados do SIN em 2007

(Fonte: ONS, Dados Relevantes 2007.)

A complexidade do problema de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos passa, entre outros aspectos, pela ligação entre a decisão de operação em determinado estágio e as conseqüências futuras desta decisão. Sendo assim, atualmente o planejamento da

operação é feito mensalmente com suporte de dois modelos matemáticos e computacionais, o Modelo NEWAVE e o DECOMP. O primeiro decide mensalmente, para um horizonte de cinco anos, o quanto de energia deve ser produzido pelo sistema hidroelétrico e o quanto deve ser produzido pelo sistema térmico; a somatória da parcela hídrica com a térmica deve atender à demanda prevista no período. O objetivo básico da operação é minimizar o uso de usinas térmicas, devido ao seu elevado custo de produção. O NEWAVE é um modelo de otimização, emprega a Programação Dinâmica Dual Estocástica (PDDE) para obter as variáveis de decisão: geração hidro e termo e intercâmbio de energia entre os sub- sistemas.

O DECOMP possui o horizonte de até um ano, sendo utilizado hoje para gerar os custos de curto prazo (até 2 meses), utilizando a representação tratada por usina individualizada.

Conclui-se que a operação de um sistema hidrotérmico abrange desde a supervisão e o controle em tempo real da produção e do transporte da energia, até aspectos como as incertezas de vazões futuras e a otimização do uso dos reservatórios. O planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de potência pode ser decomposto em uma cadeia de três horizontes, chamados de longo, médio e curto prazos. Cada horizonte de planejamento requer diferentes tipos de análises, possuindo, também, diferentes formulações para o problema.

O *Módulo 26 dos Procedimentos de Rede*, homologado pela ANEEL estabelece os critérios para classificar as usinas segundo a modalidade de operação, caracterizando o relacionamento operacional do agente com o ONS. A modalidade de operação da usina é definida a partir da avaliação dos impactos verificados tanto na operação hidráulica e energética do SIN, como também na segurança da rede de operação. Assim, classifica-se as usinas em três modalidades de operação:

- **TIPO I:** programação e despacho centralizados; a usina tem o programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo ONS, em bases mensais, semanais e diárias; a usina tem o despacho de geração no tempo real coordenado, estabelecido, supervisionado e controlado pelo ONS;
- **TIPO II:** programação centralizada e despacho não centralizado; a usina tem o programa de geração estabelecido de forma coordenada e centralizada pelo ONS, em bases mensais, semanais e diárias;
- **TIPO III:** programação e despacho não centralizados.

Para garantir a operação energética otimizada, é mantido o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE pelo qual a cada usina é alocada uma quantidade de energia, calculada em

função da energia assegurada e do despacho ótimo. A energia alocada é a base para a liquidação dos contratos dos geradores hidrelétricos.

Há também duas modalidades de contratação de energia junto aos geradores. Na modalidade de contratos de quantidade de energia, o risco da exposição é do gerador. Na modalidade de disponibilidade de energia, o risco é do comprador, isto é, a gestão da exposição no mercado de liquidação de diferenças contratuais (curto prazo) é de responsabilidade dos próprios compradores (“pool”, comercializador ou consumidor livre).

Deve-se destacar também que com a regulamentação do produtor independente de energia e do livre acesso ao sistema elétrico, as empresas podem investir em aproveitamentos hidroenergéticos ou térmicos em qualquer região do Brasil, pois terão garantia de acesso à rede. Podem vender energia a si mesmas, para suas plantas localizadas em outro lugar e, ainda mais, podem maximizar a eficiência do empreendimento, ao projetar a usina para a potência média e máximas disponíveis do recurso hidráulico ou térmico e vender os excedentes a quem lhes pagar o melhor preço.

Nesse sentido é que se pode classificar as empresas autoprodutoras em três categorias:

- 1) Quando a autoprodução é proposta para atender à totalidade do sistema elétrico de uma empresa, com perspectivas de comercialização do excedente;
- 2) Quando a empresa se lança em um empreendimento independente de geração de energia, para comercialização no mercado;
- 3) Quando a empresa investe em geração própria destinada a uma parcela de sua carga.

As duas primeiras situações assumem um caráter bastante específico, pois se tratam de análises técnicas e de investimento usualmente empregadas por qualquer agente do setor elétrico voltado à geração. Portanto, as prospecções a serem realizadas pelo candidato a produtor independente (ou para a venda dos excedentes) requerem aprofundamentos mercadológicos e situacionais muito mais detalhados, lembrando ainda que se a empresa decide vender energia elétrica no mercado, passa a fazer parte do rol dos agentes que exercem a atividade de comercialização, sujeita portanto aos atos regulatórios que regem seu funcionamento, os quais dizem respeito às autorizações ou licitações para produção e ainda dos custos e taxas incidentes nas transações.

Neste aspecto, o grande consumidor, principalmente os industriais, valendo-se do conhecimento dos custos totais unitários (de potência e energia), devidamente equalizados no tempo, pode comparar alternativas de variados graus tecnológicos, entre geração própria (em processo de cogeração ou não), com empreendimentos próprios fora de sua planta industrial (produtor independente), ou ainda com fornecimentos de outras concessionárias, produtores

ou mesmo de agentes comercializadores. Em um primeiro exame, ele pode buscar alocar qual a fonte mais vantajosa para atender completamente a um determinado bloco de energia e potência, por exemplo, no horário de ponta, considerando as opções tarifárias oferecidas pela concessionária ou por um terceiro e os custos de instalação e operação de geração própria.

Lembrando que o acesso à nova geração hidrelétrica para o ACL dá-se por:

- participação na licitação do projeto no ACR, na qual este está sendo oferecido e ofertar a menor tarifa para toda a energia assegurada do empreendimento;
- pagamento de compensação pela parcela da usina destinada a uso próprio ou à comercialização no ACL.

Observa-se também que a compensação a ser paga anualmente, durante todo o período de concessão do empreendimento, é destinada à modicidade tarifária (FERRARI, 2006).

Ressalta-se que o Estado ainda é detentor de grande parte da geração de energia no Brasil, com mais de 70 % da capacidade hídrica instalada no país (ANEEL, 2009).

Complementarmente, à energia contratada nos ambientes regulado e livre, a partir do **Decreto nº 6.353**, de 16 de janeiro de 2008, o modelo do setor elétrico nacional passou a contar com a contratação da chamada **Energia de Reserva**. Seu objetivo é elevar a segurança no fornecimento de energia elétrica do SIN com energia proveniente de usinas especialmente contratadas para este fim. Os Contratos de Energia de Reserva (CERs) terão prazo não superior a trinta e cinco anos e poderão ser celebrados nas modalidades por quantidade ou por disponibilidade de energia, observado o disposto no art. 28 do Decreto nº 5.163. Estabeleceu-se também que o custo desta contratação será arcado por todos os consumidores finais do SIN (CCEE, 2009).

A Energia de Reserva contratada deverá ser proveniente de novos empreendimentos de geração ou empreendimentos existentes, desde que os mesmos atendam as seguintes condições:

I - Acrescentem garantia física ao SIN;

II - Sejam empreendimentos que não entraram em operação comercial até 16 de janeiro de 2008 (data de publicação do Decreto nº 6.353).

Diante disso, o primeiro leilão de energia reserva ocorreu em 14 de agosto de 2008, sendo negociados dois produtos:

- 2009 – ER15: com prazo de duração de 15 anos, início de suprimento em 2009, aproximadamente 32 milhões de reais de receita fixa para 2009 e geração de 4.415 GWh para o período de 2009 - 2011;

- 2010 – ER15: com prazo de duração de 15 anos, início de suprimento em 2010,

aproximadamente 412 milhões de reais de receita fixa para 2010 e geração de 64.474 GWh para o período de 2010 - 2012;

Com o início da comercialização da Energia de Reserva, em janeiro de 2009, a CCEE passou a representar os agentes de consumo desta energia e a responder pela centralização da relação contratual entre as partes e pela gestão da Conta de Energia de Reserva (CONER).

CAPÍTULO 3 – GESTÃO DO CONSUMIDOR LIVRE

A figura do consumidor livre ainda é recente no Brasil. Surgiu efetivamente em 2001, apesar de ter sido desenhada em 1995, em meio ao processo de privatização. Na prática, podem ser consumidores livres aqueles clientes com potência instalada a partir de 3 MW, segundo critérios da Tabela 5.

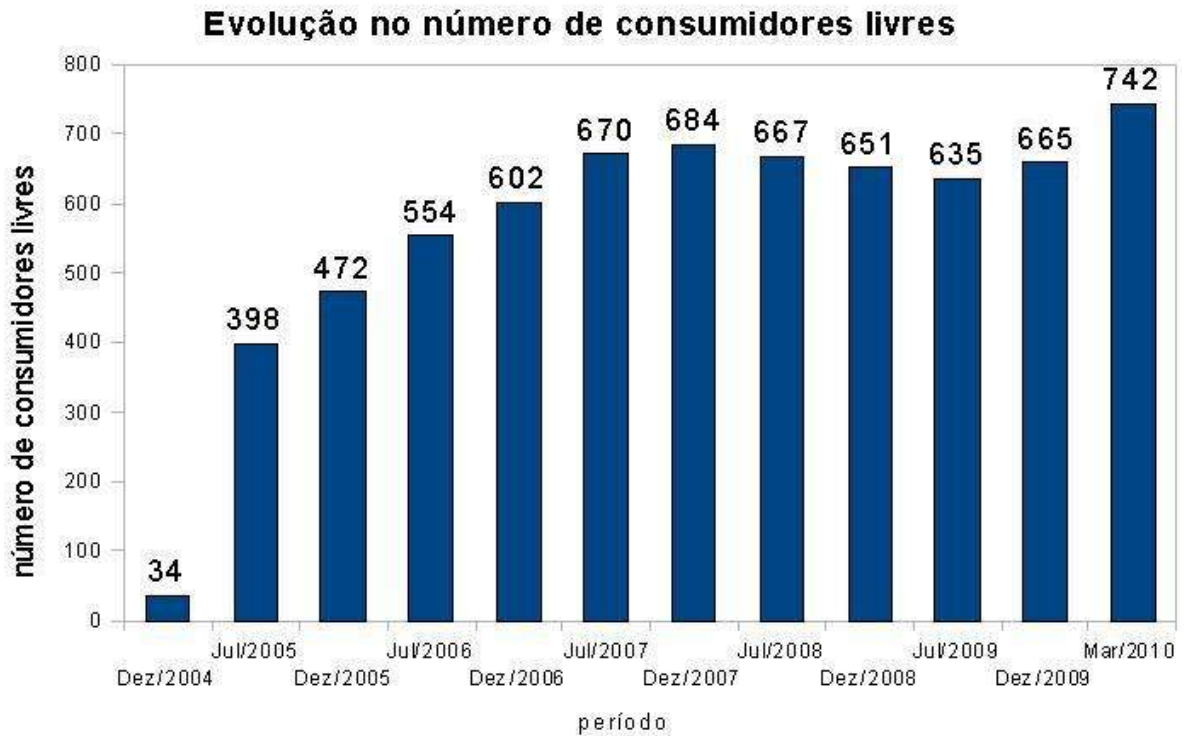
Tabela 5 - Critério vigente para se tornar consumidor livre

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

Consumidores com potência instalada, ou que estejam interligados, tais como prédios comerciais e condomínios de casas, cuja potência seja igual ou superior a 500 kW, desde que a energia venha de fonte alternativa (biomassa, eólica, solar) ou de pequenas centrais hidrelétricas também estão inclusos no ACL e são conhecidos como **consumidores especiais**. Considerando as possibilidades de redução de custos com o insumo energia e incentivado pela redução de pelo menos 50% nas tarifas de uso do sistema de transmissão e distribuição, tanto do lado da geração quanto do lado do consumo, prevista na **lei nº 9.427**, o número de consumidores de fontes alternativas de energia passou a aumentar no mercado.

Consumidor potencialmente livre é aquele que possui as condições necessárias para ser cliente livre, mas por opção é atendido de forma regulada. Existe também a figura do consumidor **parcialmente livre**. Considera-se consumidor parcialmente livre o consumidor livre que exerce a opção de contratar parte das necessidades de energia e potência das unidades consumidoras de sua responsabilidade com a distribuidora local, nas mesmas condições reguladas aplicáveis a consumidores cativos, incluindo tarifas e prazos.

Após a promulgação da lei nº 10. 848 de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, foram estabelecidas regras que nortearam o mercado de energia, propiciando um ambiente institucional favorável ao crescimento no número de consumidores livres, passando de 34 em 2004 para 742 em março de 2010, como é possível observar na Figura 11.



**Figura 11: Evolução no número de consumidores livres
(Adaptado de Machado, 2009)**

A figura 11 também permite observar que durante o ano de 2008 houve reversão na tendência de crescimento no número de consumidores livres, em decorrência do retorno de alguns consumidores livres ao mercado cativo (ACR). Tal fato explica-se por um momento de turbulência no ACL, que apesar das melhorias proporcionadas pelo novo modelo e pelos avanços registrados nos últimos anos ainda sofre com percalços, evidenciando a necessidade de aperfeiçoamentos regulatórios e metodológicos.

Como exemplo dos percalços sofridos observa-se que no início de 2008 houve brusca variação nos preços do mercado de curto prazo, que pode ser justificado pelo temor de déficit energético diante de escassez de chuvas em período úmido, da lenta expansão da capacidade instalada do sistema e pelo desempenho acelerado da economia no período, impulsionando o consumo de energia. Tal situação fez com que houvesse maior dificuldade em contratar ou renovar os contratos bilaterais e conseqüentemente, fez com que a CCEE registrasse inadimplência na liquidação financeira do mercado de curto prazo acima de 6%, enquanto historicamente esse percentual não passava de 1%.

Outro percalço percebido no período, também decorrente da escassez de chuvas e consumo elevado ocorridos no final de 2007, foi o aumento da carga tributária do setor, uma vez que a partir de dezembro de 2007, o CNPE publicou a Resolução nº 8 que estabeleceu

novas diretrizes para a utilização da curva de aversão ao risco impactando diretamente nos valores a serem pagos por meio dos Encargos de Serviço do Sistema - ESS.

Conclui-se, portanto, que para a eficiente contratação no setor elétrico é necessário avaliar riscos específicos relacionados com a produção de energia, como o risco de geração num sistema hidrotérmico, a oscilação de preços e o transporte do produto. Grande importância também deve ser dada às categorias clássicas de riscos, como o risco de mercado (preço, volume, liquidez), de crédito e operacional.

Deste modo, este capítulo se propõe a apresentar os principais direitos e deveres do consumidor livre no âmbito do ACL, evidenciando a inter-relação entre os órgãos governamentais (tais como, a ANEEL e a CCEE) e os demais agentes do setor (tais como geradores, distribuidores e comercializadores). Ao mesmo tempo, pretende-se também discutir os principais desafios enfrentados dentro do setor, tais como:

- evolução da oferta de energia, associada à maior participação do mercado livre na expansão e nos leilões de energia e associado também à segurança energética;
- mitigação da volatilidade do PLD, associado ao controle da inadimplência no Mercado de Curto Prazo e à disponibilidade de contratos com menores preços para o longo prazo;
- redução da carga tributária e dos encargos do setor, favorecendo a competitividade da indústria brasileira perante os concorrentes estrangeiros;
- aperfeiçoamentos regulatórios, na busca de maiores flexibilidades, tais como redução temporária de demanda, venda de energia excedente por parte dos consumidores livres e compartilhamento de infra-estrutura e aquisição da energia.

Para subsidiar o entendimento sobre os aspectos acima citados, apresentam-se as principais regras e procedimentos que influem, instruem e determinam o comportamento de um consumidor livre no mercado. Com isso, outro objetivo é identificar onde o consumidor livre está desamparado e assim justificar as correções e/ou adaptações sugeridas.

Observa-se também que, atualmente, o setor elétrico possui diversas entidades de classe que interagem em prol dos interesses dos associados, tornando muito mais técnica e democrática as discussões em torno do setor elétrico. Dentre estas entidades, destacam-se:

- ABRADDEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica;
- ABRACE – Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres;
- ABIAPE – Associação Brasileira dos Investidores em Autoprodução de Energia Elétrica;

- ABRACEEL – Associação Brasileira dos Agentes Comercializadores de Energia Elétrica;
- ABRAGE – Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica;
- ABRAGET – Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas;
- ABRAGEF – Associação Brasileira de Geração Flexível;
- APINE – Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica;
- ABCE – Associação Brasileira de Concessionárias de Energia Elétrica;
- ANACE – Associação Nacional dos Consumidores de Energia;
- ABEEólica – Associação Brasileira de Energia Eólica;
- APMPE – Associação Brasileira de Pequenos e Médios Produtores de Energia Elétrica.

3.1 Primeiros Passos: Registros e Contratos

Quando um consumidor atende os requisitos para se tornar livre e decide por migrar para o ACL, ele obrigatoriamente passa a ter que se relacionar com outros agentes do setor além da concessionária de energia, principalmente com a CCEE, tornando-se agente registrado após seguir o *Procedimento de Comercialização – Adesão à CCEE (PdC Ag 01)* que entre outros, estabelece:

- documentação de Adesão completa que deve ser providenciada e enviada à Superintendência da CCEE;
- prazos constantes do cronograma anual de adesão;
- realização de cadastro do sistema elétrico e mapeamento dos pontos de medição (modelagem dos pontos de conexão) necessários ao processo de liquidação financeira.

Para aderir à CCEE, o interessado não terá custo de adesão. Com a adesão, o agente contribuirá com os custos operacionais decorrentes de atividades da CCEE, proporcionalmente ao volume de energia elétrica por ele transacionada, conforme definido no Art. 26 da **Convenção de Comercialização** (Resolução Normativa ANEEL nº 109, de outubro de 2004). Portanto, cada agente paga mensalmente um valor em reais à CCEE, denominado **Contribuição à CCEE**, o qual não é caracterizado como pagamento pela prestação de um serviço e, portanto, a CCEE não emite nota fiscal. O não pagamento da contribuição faz o agente perder direito de voto nas assembleias gerais e pode levar ao desligamento do agente.

Outro aspecto financeiro importante é que, uma vez registrado como agente da CCEE, o consumidor livre é obrigado a abrir uma **conta bancária específica em instituição financeira** (denominada agente de liquidação). Tal conta é de total responsabilidade do consumidor e é por ela que são transacionados os valores referentes às garantias financeiras, às liquidações financeiras de curto prazo e despesas com energia reserva.

O processo de modelagem dos pontos de conexão é necessário para que a CCEE passe a enxergar o consumo do consumidor livre separadamente do consumo da distribuidora local. Deste modo, a partir de maio de 2007 a CCEE passou a disponibilizar aos agentes um sistema informatizado para este fim. Trata-se do **SOMA** – Sistema On-line de Modelagem de Ativos, que agiliza os processos de cadastro de ativos, diminui os processos burocráticos com assinaturas e afins e, por fim, os processos finalizados servem de banco de dados para os agentes.

Ao finalizar o processo de adesão e antes de iniciar suas operações na CCEE, o agente poderá solicitar uma apresentação sobre as atividades a serem realizadas no âmbito da CCEE, bem como receber treinamento, observando cronograma a ser estabelecido pela Superintendência da CCEE.

O registro dos contratos de compra e venda de energia na CCEE devem observar regras e procedimentos específicos (comentados no próximo item deste capítulo), porém estes contratos podem ser livremente pactuados entre os agentes, definindo-se preços, prazos, volumes e cláusulas de “hedge”(cláusulas de segurança, lastro) a critério dos próprios interessados. Ou seja, o comprador firma com o vendedor um contrato de compra e venda, cuja quantidade de energia elétrica expressa em MWh ou MW médios fica disponível em um ponto de entrega simbólico, geralmente no centro de gravidade do submercado e posteriormente é faturada ao preço (R\$/MWh) estabelecido no contrato.

Para um consumidor livre, lastro contratual é a cobertura de seu consumo verificado com registros de contratos de compra de energia. Já para agentes vendedores, lastro de venda é a cobertura de todos os seus contratos de venda de energia com garantias físicas próprias e/ou contratos de compra de energia. Lembrando que o consumidor livre é responsável por contratar e validar a totalidade de seu consumo em cada mês, ficando sujeito ao mercado de curto prazo e a penalidades quando houver consumo maior do que o contratado (o mercado utiliza o jargão de *consumidor exposto ou descoberto*).

Os contratos são registrados **ex-post no SINERCOM** (sistema informatizado detalhado no próximo item), ou seja, após o término do mês de consumo (referência), pelo agente vendedor e devem obrigatoriamente ser validados pelo agente consumidor.

Deste modo, ao planejar um contrato de compra de energia junto a um gerador ou a uma comercializadora, os consumidores devem prestar muita atenção a dois aspectos bastante interligados: perfil de carga e cenários de contratação.

A inclusão de alternativas para o aumento ou redução do montante total contratado, ou seja, a flexibilidade na negociação, é vital no momento da contratação, principalmente pelo fato de que a maioria dos contratos corresponde a períodos maiores do que um ano e estão, portanto, sujeitos às variáveis resultantes do consumo. Mensalmente ou anualmente, pode-se determinar uma flexibilidade da energia contratada, acordado em percentuais mínimos e máximos de acréscimo ou redução do montante de energia contratada, de modo a suportar pequenas variações de consumo.

Um aspecto comum a muitos setores de infra-estrutura é o fato de que a demanda pelo produto ou serviço varia de modo cíclico ao longo do tempo. Isso implica na existência de períodos nos quais a demanda é sistematicamente superior àquela de outros. Estes períodos são denominados *períodos de ponta* ou *de pico* e podem ainda serem classificados segundo patamares durante o dia, durante a semana ou estações do ano. O importante é que durante os períodos de ponta existe a possibilidade de restrições de capacidade da oferta e conseqüente congestionamento do sistema. Isto é particularmente sério para bens ou serviços que exigem simultaneidade entre produção e consumo, como é o caso da eletricidade.

A **sazonalização** é o processo de alocar, mensalmente, um montante anual de energia. Itens referentes à sazonalização da energia contratada são comuns, uma vez que há contratos de longo prazo com variações de consumo ao longo do ano. Assim, é importante um planejamento antecipado por parte da carga, para que seja possível determinar os montantes ideais para cada mês contratado dentro de um ano, como exemplificado na Figura 12.

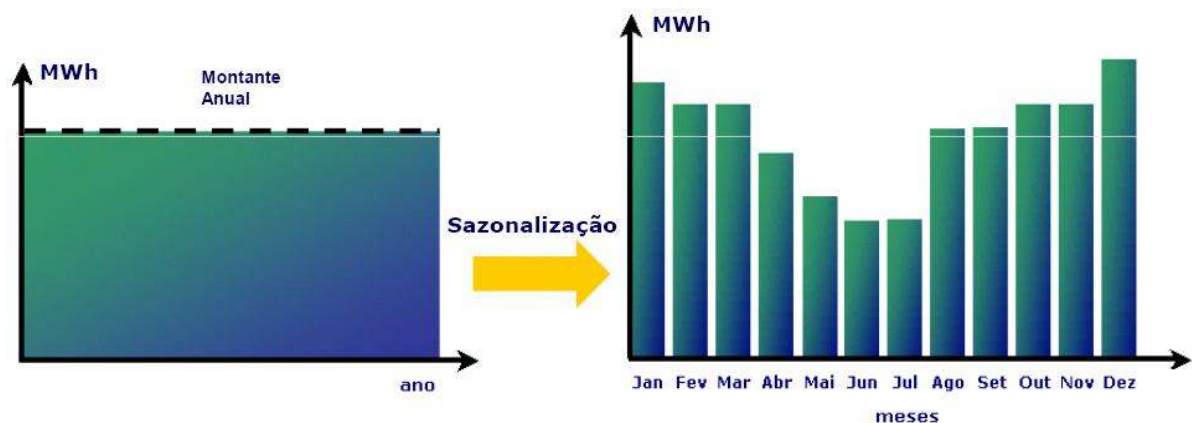


Figura 12: Processo de sazonalização da energia contratada

(Fonte: CCEE)

Da mesma forma, são estabelecidos percentuais de variação para a **modulação**, que consiste no cálculo de volumes de energia contratados em montantes horários, conforme demonstra a Figura 13. Tal procedimento deve-se ao fato de que o preço da energia na liquidação financeira do mercado de curto prazo é contabilizado por patamares de carga: pesado, médio e leve. Portanto, há custos diferenciados para a variação horária de consumo.

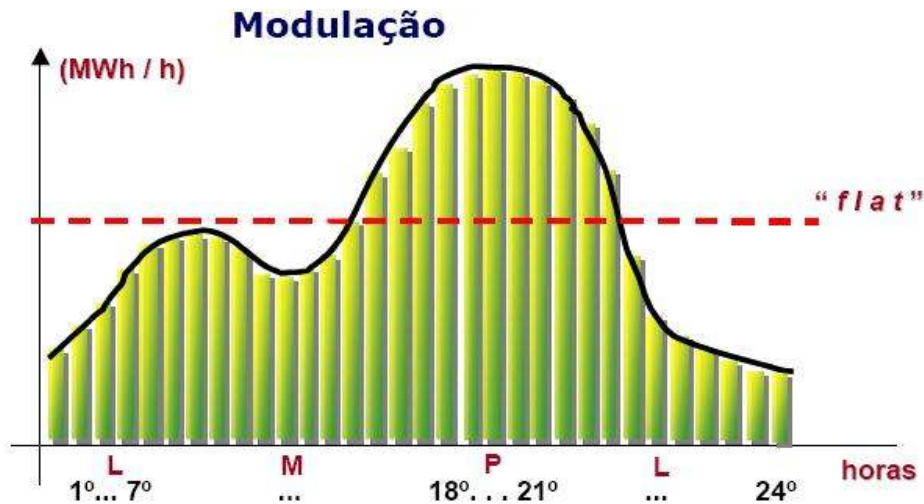


Figura 13: Processo de modulação da energia contratada
(Fonte: CCEE)

É importante frisar que um comprador pode ter vários contratos, de diferentes fornecedores e que o registro do contrato não é necessariamente atrelado à medição, sendo possível verificar que a cada hora o total de contratos registrados não é necessariamente igual ao consumo do agente. Ou seja, caso o agente não tenha lastro suficiente para um determinado mês, ele pode firmar e registrar um contrato de compra até o nono dia útil do mês seguinte ao consumo (MS + 9du). Quanto ao registro na CCEE, os contratos são classificados em dois grupos:

- contratos de **longo prazo**: duração igual ou superior a seis meses;
- contratos de **curto prazo**: duração inferior a seis meses.

Os contratos de curto prazo também são conhecidos no mercado como contratos de balanço, com preços tipicamente referidos ao PLD mensal, adicionado de um ágio.

Os consumidores livres têm disponíveis também **contratos do PROINFA**. As cotas mensais do PROINFA são determinadas em resolução da ANEEL, divulgadas anualmente e registradas pela Eletrobrás para cada consumidor, que paga por esta energia por meio da distribuidora local. Geralmente, os valores mensais de contratos PROINFA são muito baixos,

não impactando de maneira significativa no balanço energético do consumidor.

Na livre contratação é necessário também firmar os contratos de Uso da Rede de Distribuição (**CUSD**) ou Transmissão (**CUST**) e o Contrato de Conexão (**CCD** ou **CCT**). O CUSD (para clientes vinculados à rede de distribuição) ou CUST (quando a conexão ocorre diretamente na transmissão de rede básica) é o contrato que estabelece os termos e condições que irão regular o uso da rede de distribuição/transmissão e os serviços prestados pelas respectivas concessionárias, conforme regem os procedimentos de rede e a legislação vigente.

A esses contratos estão associados pagamentos mensais à concessionária. Os montantes devidos, definidos pela ANEEL, correspondem aos encargos de uso, calculados por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – **TUSD** e da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão – **TUST**, que por sua vez, incorporam a remuneração à concessionária e os custos de transporte, perdas, encargos setoriais e impostos. O CCD ou CCT é o contrato de conexão ao sistema de distribuição ou transmissão, também celebrado entre os clientes e concessionárias. Ele estabelece os termos e condições de conexão dos usuários à rede e também pode implicar em pagamento mensal por parte do consumidor. Observação: a resolução normativa da ANEEL nº 345 de dezembro de 2008, a qual aprova os procedimentos de distribuição (PRODIST) versão 2008, estabelece em seu artigo décimo, no parágrafo segundo, que não deve haver cobrança de encargos de conexão pela distribuidora acessada para realização das atividades de operação e manutenção.

Também existe o Contrato de Prestação de Serviços de Transmissão (**CPST**), multilateral entre as transmissoras e o ONS, para fins de prestação de serviços de transmissão.

A Figura 14 sintetiza os relacionamentos contratuais no âmbito do ACL.

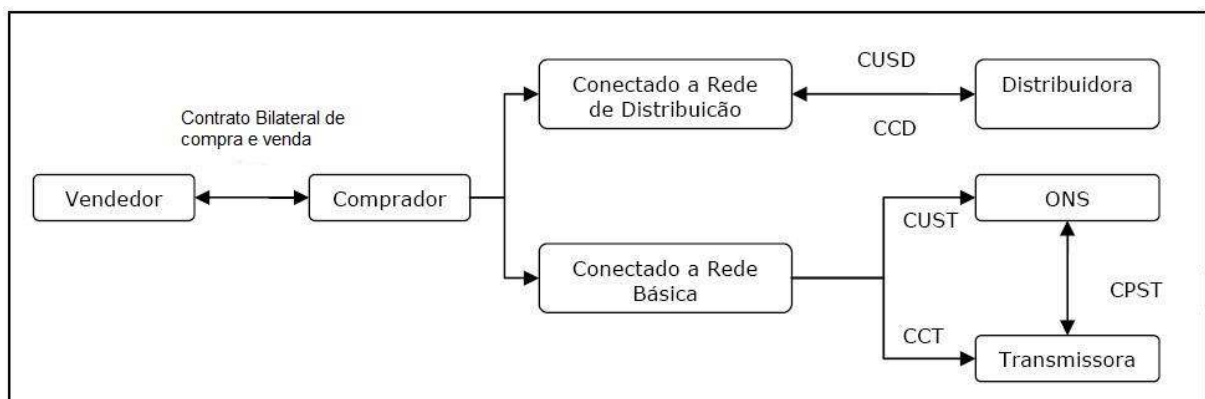


Figura 14: Relação contratual no ACL

Do ponto de vista da tensão de alimentação, atualmente os consumidores são agrupados em duas grandes categorias:

- consumidores de baixa tensão (de 110 a 440 V), comumente denominados Grupo B;
- consumidores de média e alta tensão (de 2,3 a 230 kV), comumente denominados de **Grupo A**.

Por sua vez, cada grupo é dividido em diversos subgrupos. Consumidores livres e potencialmente livres, conforme condições estabelecidas pela legislação, se enquadram nos subgrupos: A1 (230 kV ou mais), A2 (88 kV a 138 kV), A3 (69 kV), A3a (30 kV a 44 kV) e A4 (2,3 kV a 25 kV).

Do ponto de vista tarifário, o faturamento dos consumidores do grupo A é baseado na aplicação de uma tarifa binômica, composta de duas grandezas: demanda de potência e consumo de energia.

A demanda de potência é medida em quilowatt (kW) e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado, normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, normalmente de 30 dias, conforme ilustra a Figura 15. O consumo de energia é medido em quilowatt-hora (kWh) ou em megawatt-hora (MWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, normalmente de 30 dias.



Figura 15: Exemplo de curva de Demanda

(Fonte: AES Eletropaulo)

Define-se estrutura tarifária como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento. No que diz respeito aos componentes de energia e demanda, bem como à relatividade de preços nos diversos postos horários, a estrutura tarifária está dividida em **convencional e horo-sazonal**:

- **Tarifa Convencional**: estruturada para aplicação de um preço único de demanda de potência e consumo de energia elétrica, independente dos períodos do ano e das horas de

utilização do dia. Os fornecimentos nos níveis de tensão atendidos pela tarifa convencional abrangem todos os efetuados em baixa-tensão (tarifa monômnia com preço apenas para a componente de energia) e opcionalmente às unidades consumidoras do Grupo A, atendidas em tensão de fornecimento inferior a 69 kV;

- **Tarifa horo-sazonal:** é estruturada para aplicação de preços diferenciados de demanda de potência e consumo de energia elétrica, de acordo com às horas de utilização do dia e os períodos do ano. Tem preços diferenciados em relação as horas do dia (ponta e fora de ponta) e aos períodos do ano (úmido e seco).

Por fim, os consumidores ainda são classificados por **classes de faturamento** (classes de consumo), as quais são subdivididas por tipo de atividades dos consumidores: Residencial, Comercial, Serviço Público, Industrial, Iluminação Pública, Rural, Poder Público e Consumo Próprio.

Os estudos básicos de migração para o mercado livre iniciam-se a partir da avaliação das informações de consumo, demanda e classe tarifária presentes nas faturas de energia que cada consumidor paga. Recomenda-se analisar as faturas por um período de no mínimo doze meses consecutivos, de modo a observar o perfil de carga (curva de sazonalização) do consumidor. O perfil de carga do consumo e sua evolução, tais como demanda máxima na ponta e fora de ponta, bem como as variações ocorridas durante dias, semanas e anos e que estejam disponíveis em históricos de dados são informações importantes para serem consideradas tanto no ato da contratação com a concessionária, quanto com o agente vendedor da energia. Quanto maior o planejamento, em função dos dados, melhor é o desempenho do contrato.

Do ponto de vista econômico, diversas análises qualitativas e quantitativas devem ser realizadas, com o propósito de avaliar detalhadamente as alternativas existentes para a comercialização dos contratos no ambiente livre e as vantagens da escolha dessa atuação frente a alternativas de contratação ou até mesmo frente à opção de continuidade ou retorno ao ambiente cativo (ACR).

3.2 Regras, Procedimentos e Medição

Todo o relacionamento da CCEE com seus agentes está pautado nas regras e procedimentos de comercialização, que são revistas e atualizadas constantemente.

As Regras de Comercialização são um conjunto de equações matemáticas e

fundamentos conceituais, complementares e integrantes à Convenção de Comercialização de Energia Elétrica utilizadas para processamento de todas as informações enviadas pelos agentes e outras instituições. Associadas aos seus respectivos Procedimentos de Comercialização, estabelecem as bases necessárias para a operação comercial da CCEE e estipulam o processo de contabilização e liquidação. As regras de comercialização estão atualmente divididas nos seguintes grupos:

- **Contabilização:**
 - Módulo 1 – Preço de Liquidação das Diferenças
 - Módulo 2 – Determinação da Geração e Consumo de Energia
 - Módulo 3 – Contratos
 - Módulo 4 – Energias Asseguradas
 - Módulo 5 – Excedente Financeiro
 - Módulo 6 – Encargos de Serviço do Sistema
 - Módulo 7 – Consolidação dos Resultados
 - Módulo 8 – Ajuste de Contabilização e Recontabilização
- **Definições e Interpretações**
- **Governança**
- **Liquidação**
- **Penalidades**
- **Reajuste da Receita de Venda de CCEAR por Disponibilidade**

A Contabilização é a família principal, cujos módulos detalham cálculos para que ocorra a liquidação do mercado *spot*. A família liquidação financeira define os conceitos para as garantias financeiras e rateios para inadimplência. As regras para apuração de penalidades também constituem uma família única, bem como as regras para governança.

Os Procedimentos de Comercialização (PdCs) são um conjunto de normas aprovadas pela ANEEL que definem condições, requisitos, eventos e prazos relativos à comercialização de energia elétrica no âmbito da CCEE e estão definidos conforme a estrutura da Cadeia de Valor da CCEE. São eles que permitem a operacionalização das regras de comercialização, estabelecendo as responsabilidades dos agentes perante à CCEE e desta em relação aos agentes e detalhando os mecanismos pelos quais são produzidos e disponibilizados os dados de entrada para a contabilização.

Os Procedimentos de Comercialização poderão ser atualizados em consonância com a

legislação vigente, por iniciativa da ANEEL, por sugestão do Conselho de Administração da CCEE, pela Superintendência da CCEE, em caso de identificação de melhorias nos processos ou por solicitação de qualquer agente.

Atualmente, os PdCs estão divididos nos seguintes grupos:

- AG – Registrar Agentes
- CO – Registrar Contratos
- ME – Registrar dados de Medição
- PE – Estabelecer Preços de Liquidação das Diferenças
- CZ – Processar Contabilização
- DR – Divulgar Resultados
- LF – Efetuar Liquidação Financeira
- AM – Acompanhar o Mercado
- AC – Administrar Contratos

Existe também isoladamente o *PdC Glossário de Termos da CCEE*, cujo objetivo é reunir em um único documento a apresentação e definição de todos os termos utilizados no âmbito da CCEE.

Assim, ao tornar-se consumidor livre, todos os procedimentos e regras passam a fazer parte da rotina deste consumidor. Deste modo, a CCEE disponibiliza a seus agentes em seu site oficial na internet (www.ccee.org.br) dois sistemas computacionais, imprescindíveis ao cumprimento de alguns procedimentos operacionais. São eles:

- SINERCOM ou SCL: sistema baseado nas regras de comercialização utilizado para realizar a contabilização do mercado. De acesso restrito, possui diferentes sistemas para proteção e segurança, entre eles, o CryptoCard (cartão que gera senhas dinâmicas em sincronia com o servidor da CCEE), o Certificado Digital (arquivo eletrônico instalado no navegador de internet) e, por último, identificação de usuário e senha. O SINERCOM é composto basicamente por 4 grandes funcionalidades:
 - Entrada de dados: medição e contratos;
 - Manutenção de dados: cadastro de sistema elétrico, cadastro de agentes e PLD;
 - Processamento de dados: contabilização e pré – faturamento;
 - Saída de dados: relatórios de contabilização, contratos, medição e gestão.

A Figura 16 ilustra o processo acima descrito.



Figura 16: Sistema Sinercom da CCEE (adaptado da CCEE)

- SCDE – Sistema de Coleta de Dados de Energia: automatiza a obtenção dos dados de medição registrados nos medidores de cada consumidor e/ou gerador. Permite verificar a acuracidade dos dados obtidos por meio das medições, assim como auditar as informações enviadas pelos agentes e até gerar dados faltantes para realização da contabilização por meio de métodos estatísticos. A Figura 17 ilustra tais processos. O sistema permite acesso a dois perfis de usuários:
 - Agente de medição: todos os agentes que acessam o SCDE;
 - Analista de medição: perfil exclusivo aos analistas da CCEE.

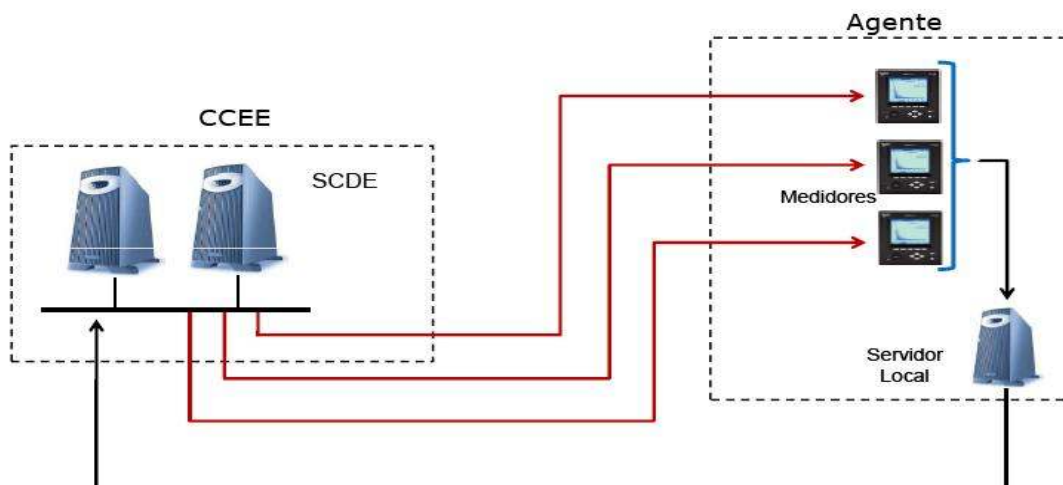


Figura 17: Estrutura de funcionamento do SCDE (Fonte: CCEE)

Além do SINERCOM e do SCDE, a CCEE também conta com os sistemas dos processos do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD, da receita de venda relativa aos contratos no ambiente regulado – CCEARs por disponibilidade e do processo de energia de reserva.

Para realizar a liquidação financeira dos valores decorrentes das operações de compra e venda de energia elétrica realizadas no mercado de curto prazo, a CCEE realiza o balanço entre medição e contratos de cada agente, assim é necessário que mensalmente sejam registrados a medição de cada ponto de consumo e todos os contratos de cada agente.

A especificação técnica das medições para faturamento, constante do *Submódulo 12 – Medição para Faturamento* – dos procedimentos de rede do ONS, fornece os requisitos técnicos para o Sistema de Medição para Faturamento - SMF, aos quais todos os agentes devem obedecer. Tal sistema, além do faturamento, permite garantir o controle dos processos de contabilização de energia no âmbito da CCEE, como também a apuração das demandas pelo ONS.

A instalação ou adequação do SMF é de responsabilidade financeira dos consumidores. Deste modo, os valores referentes à instalação e aquisição de equipamentos tais como transformadores de potencial (TPs), transformadores de corrente (TCs), cabos, medidores, cubículos, ponto de rede e acessórios para comunicação, por exemplo, são integralmente pagos pelo consumidor, acarretando considerável custo adicional ao consumidor livre.

Já o responsável pelo registro da medição na CCEE é o agente de medição que, no caso dos consumidores livres, fica a cargo da concessionária local. Deste modo, cabe à concessionária cadastrar no SCDE cada ponto de medição. Cabe também à concessionária cuidar do perfeito funcionamento e manutenção do SMF.

Quando o ponto de medição apresentar estabilidade na coleta, os dados passam a ser transferidos para o SCL e utilizados no processo de contabilização da CCEE. É registrado o consumo horário, que posteriormente é agregado por patamar semanal. Tal medição, que reflete exatamente o consumo da unidade, é chamada de medição bruta. Entretanto, existem perdas técnicas (físicas) de transmissão entre os pontos de consumo e os pontos de geração. Como toda a energia gerada é consumida, essas perdas são verificadas e rateadas igualmente entre os agentes consumidores e os geradores. A tal processo, ilustrado na Figura 18, denomina-se ajuste ao centro de gravidade do submercado. O centro de gravidade é um ponto virtual para cada submercado, onde os valores de geração e consumo daquele submercado são iguais.

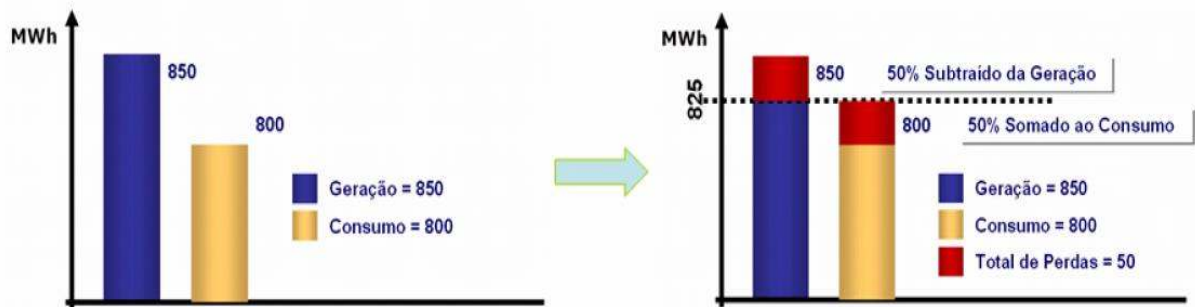


Figura 18: Rateio das perdas na Contabilização da CCEE
(Fonte: CCEE)

Portanto, a medição ajustada dos pontos de consumo é maior que sua medição bruta, enquanto a medição ajustada dos pontos de geração é menor que sua medição bruta. É importante ressaltar que o consumo o qual deve ser lastreado por contratos é o consumo ajustado, ou seja, considerando as perdas. Como as perdas são verificadas no mesmo momento de definir os volumes dos contratos registrados, deve-se estimar e incorporar o valor destas perdas no momento em que se registra o contrato de compra da energia. Historicamente, as perdas de transmissão são da ordem de 3 %.

3.3 Mercado de Curto Prazo e Preço de Liquidação das Diferenças (PLD)

Recapitulando a interação entre os consumidores livres e a CCEE, tem-se que o primeiro passo é o processo de adesão da Câmara. Paralelamente deve-se providenciar as estruturas para que ocorra a coleta de dados de medição *on-line*. A medição tanto da geração como do consumo é coletada e comparada com o registro de contratos atribuídos a cada agente. A comparação entre o consumo e contrato é horária, sendo fundamental para verificar se o cliente conseguiu ou não cobrir o montante consumido durante o mês.

A partir dessas informações ocorrem os processos de **contabilização** (processo de apuração da comercialização) e **liquidação financeira** (processo de pagamentos de débitos e créditos resultantes da contabilização), de acordo com regras e procedimentos específicos homologados pela ANEEL. Observa-se que a contabilização é realizada após a entrada e o ajuste de todos os dados, portanto, seus resultados e a liquidação financeira ocorrem no mês seguinte ao término da entrada de informações, ou seja, após o mês de consumo.

Durante a contabilização é inserido um custo adicional às transações, pago pelos consumidores. Tratam-se dos **Encargos de Serviços do Sistema – ESS**, correspondente aos

serviços realizados pelos agentes de geração para preservar a estabilidade e a segurança do Sistema Interligado Nacional.

Denomina-se Mercado de Curto Prazo o segmento da CCEE onde são comercializadas as diferenças entre os montantes de energia elétrica contratados e registrados pelos agentes e os montantes de geração ou de consumo efetivamente verificados e atribuídos aos respectivos agentes.

A Figura 19 ilustra a síntese apresentada acima.



Figura 19: Resumo das operações na CCEE

Para efeito de contabilização e liquidação, as diferenças contratuais são valoradas ao PLD e liquidadas mensalmente. Ou seja, se o montante que foi produzido ou consumido for maior ou menor do que o contratado ocorrerá uma diferença positiva ou negativa, que será automaticamente liquidada no preço *spot* (PLD).

A aplicação de penalidade incide quando os comercializadores e os consumidores livres não comprovarem contratação mínima de 100% de seu consumo medido, em base anual. Observação: os montantes resultantes de aplicação de penalidades são revertidos para a modicidade tarifária no ACR.

É importante frisar que as transações na CCEE ocorrem de forma multilateral, não havendo indicação de contrapartes. Mensalmente, são calculados pelo sistema quem são as partes devedoras e credoras no mercado curto prazo e um agente de liquidação operacionaliza o processo e um custodiante se responsabiliza pelos aportes de garantias para os fins de liquidação.

No dia previsto no cronograma de liquidação financeira (dia X), todos os agentes devedores devem disponibilizar em sua conta corrente específica para liquidação o montante

informado na pré-fatura resultante da liquidação. O agente de liquidação financeira debita este valor devedor e no dia útil seguinte todos os agentes credores têm depositado em suas contas correntes específicas o montante informado na pré-fatura. Qualquer agente pode ficar tanto em posição credora como em posição devedora a cada mês, como ilustrado na Figura 20.



Figura 20: Esquemático da Liquidação Financeira

O procedimento acima ilustrado faz com que, caso algum agente devedor não disponibilize o montante a ser liquidado na conta corrente, não seja possível pagar integralmente todos os agentes credores. Neste caso, todos os agentes credores recebem menos que o previsto, proporcionalmente à sua parcela inicial de crédito. Esse montante não recebido será considerado como crédito na próxima contabilização do agente, assim como a proporção de multa e dos juros pagos pelos agentes inadimplentes. Para reduzir o risco de inadimplência, os agentes devem aportar previamente um montante a título de garantia financeira, cujo valor é calculado e divulgado mensalmente pela CCEE.

Após o encerramento dos processos, mensalmente, a CCEE publica no SCL os relatórios para verificação de dados e análise de desempenho das operações realizadas. Para o cliente livre, os relatórios que contêm informações relevantes para a análise de desempenho são:

- CO 002 - contratos inseridos no sistema, incluindo os registrados pelo vendedor e os compulsórios como o PROINFA;
- ME 005 - medição de todos os pontos modelados pelo cliente;
- CB 006 - resultado da liquidação financeira;
- CB 005 - informações utilizadas para fechar a contabilização;

- PE 007 – informações sobre penalidades.

Especial importância é dada ao CB 006 por se tratar da pré-fatura da liquidação financeira. Ele contém todos os pagamentos e recebimentos ocorridos nas operações efetivadas na Câmara, bem como os ajustes, penalidades e rateios necessários para contabilizar as negociações.

A Figura 21 ilustra de forma resumida o cronograma da liquidação financeira:

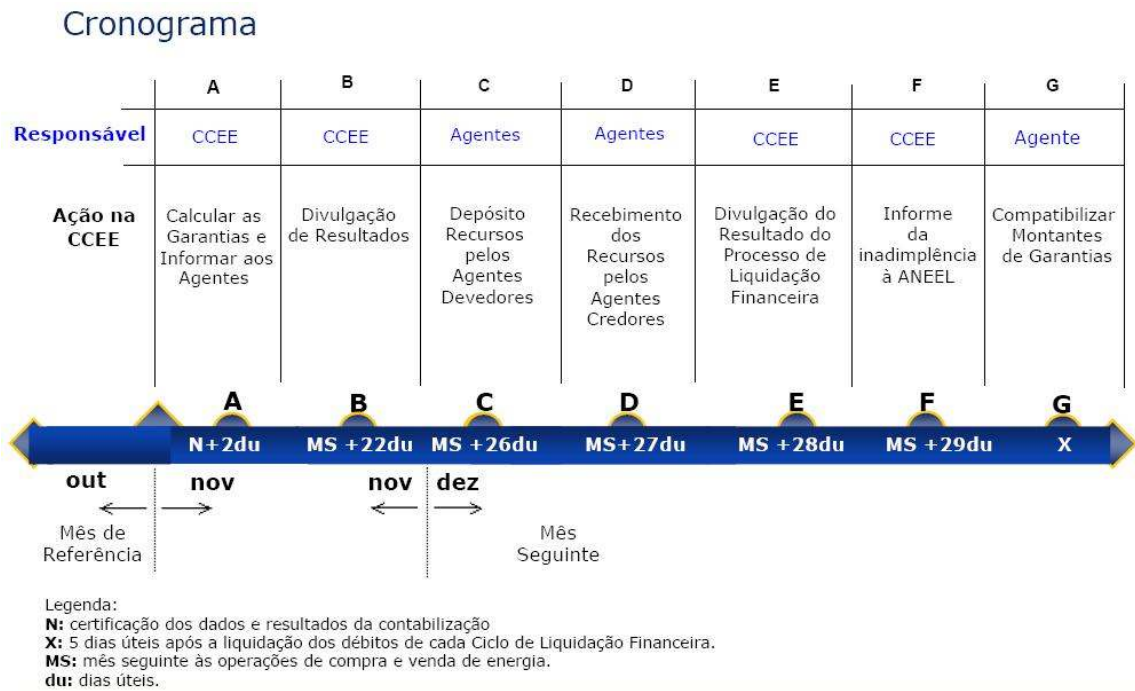


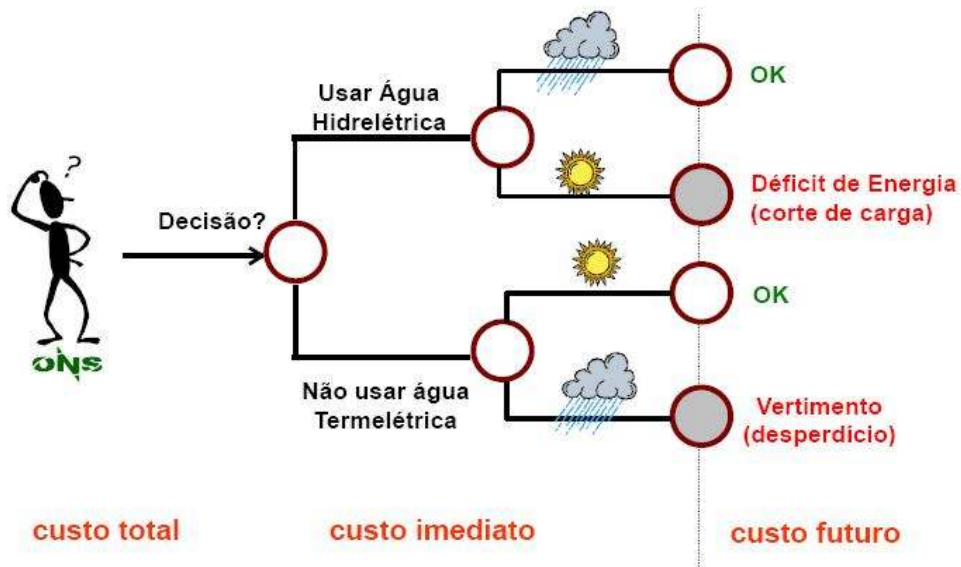
Figura 21: Resumo do cronograma da Liquidação Financeira

A formação do preço da energia comercializada no mercado de curto prazo se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para otimizar a operação do SIN. O cálculo do preço baseia-se no despacho “ex-ante”, ou seja, é apurado com base em informações previstas, anteriores à operação real do sistema, considerando-se os valores de disponibilidades declaradas de geração e o consumo previsto de cada submercado.

Numa primeira fase é calculado o **Custo Marginal de Operação - CMO**, que seria o custo da energia do último recurso despachado no sistema, ou em outras palavras, é custo para produzir 1 MWh a mais para o sistema. O cálculo do CMO se faz pela utilização de modelos matemáticos aplicados nos programas de planejamento energético NEWAVE e DECOMP, apresentados no capítulo 2.

Lembrando que o planejamento energético para o sistema com predominância de geração hidrelétrica tem como principais problemas os acoplamentos temporais e espaciais, ao se tomar as decisões com relação ao uso ou não da água é necessário considerar que a

ocorrência desse combustível depende de precipitações, que vão ocasionar as aflúncias e, futuramente, situações de déficit ou vertimento nas usinas, lembrando que, conforme a hidraulicidade, as usinas dependem de vazões de outras usinas, que podem eventualmente limitar suas capacidades de geração. A Figura 22 ilustra esse raciocínio:



**Figura 22: Processo de determinação do CMO
(Fonte: CCEE)**

Portanto, o custo marginal de operação é influenciado pelos parâmetros de níveis de armazenamento, aflúncias, carga, curvas de aversão ao risco (CAR), expansão da oferta de geração e transmissão, limites de transmissão, custo de geração térmica e função custo de déficit.

Uma vez calculado o CMO é possível determinar o valor do PLD por meio da aplicação das seguintes considerações:

- no cálculo do PLD não são consideradas as restrições de transmissão internas a cada submercado, de modo que a energia comercializada seja tratada como igualmente disponível em todos os seus pontos de consumo. Esta situação é necessária para que o PLD seja o mesmo em todos os pontos do submercado. Porém, na prática, a disponibilidade de energia varia nos pontos do submercado e assim, como PLD é calculado antes das restrições acontecerem, a diferença de custo entre o despacho sem restrições e o despacho real é capturada nos Encargos de Serviços do Sistema – ESS;
- quando algum submercado estiver em racionamento ou for acionada a curva de aversão ao risco, o PLD contemplará o custo deste risco no fornecimento da energia;
- o PLD a cada ano é limitado por um valor máximo e um valor mínimo, cujo cálculo

baseia-se em equações específicas determinadas pela ANEEL. Por exemplo, para o ano de 2009, o PLD mínimo e máximo determinados pela ANEEL foram, respectivamente, R\$ 16,31 e R\$ 633,37 por MWh.

Finalmente, o PLD é determinado semanalmente para cada submercado e para cada patamar de carga. Existe também o cálculo da média mensal do PLD, que considera os preços semanais por patamar de carga (leve, médio e pesado), ponderado pelo número de horas em cada patamar e em cada semana do mês, para todas as regiões.

Atualmente, o PLD também é considerado pelo mercado comercializador como umas das referências para formação do custo da energia negociada nos contratos bilaterais. Os agentes utilizam-se das indicações dos Custos Marginais de Operação para indicar a tendência dos contratos de longo prazo, sujeitando-se aos preços de operação do sistema hidro-térmico, fortemente atrelados aos níveis dos reservatórios, que dependendo da época do ano sofrem maior ou menor complementaridade das usinas abastecidas por combustíveis fósseis, as quais oneram o sistema como um todo.

3.4 Tributos, Entraves Setoriais e Comentários Adicionais

A regulamentação atual do setor elétrico sugere que as decisões referentes às regras de direcionamento do mercado estejam centralizadas no Ministério de Minas e Energia (MME) e na ANEEL. Desta forma, quaisquer que sejam as mudanças políticas ocorridas em lideranças do Governo, podem, eventualmente vir a interferir diretamente nas regras técnicas adotadas pelo setor, em função de novos planos decorridos de substituições em cargos político-administrativos. Tais alterações refletem novas decisões, que podem ocorrer repentinamente, provocando instabilidades nas regras e falta de clareza nas informações. Esses fatos formam o chamado **risco regulatório**.

Um exemplo importante a respeito do risco regulatório, o qual impactou diretamente os consumidores livres, ocorreu no estado de São Paulo em março de 2009. Por meio do Decreto Estadual nº 54.177, de 30/03/2009 e da Portaria CAT nº 97, de 27/05/2009, o governo estadual implantou a chamada **Substituição Tributária** no mercado livre de energia. Trata-se de uma nova metodologia de arrecadação do ICMS, que deixa de ser cobrado pelas geradoras ou comercializadoras e passa a ser cobrado pela concessionária de distribuição. Apesar de não alterar nenhuma alíquota do imposto, apenas modificar algumas rotinas de faturamento, tal metodologia gerou muita controvérsia e descontentamento entre os agentes do setor. Foram

duas as grandes reclamações: a falta de diálogo entre o governo paulista e os demais agentes do setor elétrico e uma possível quebra de sigilo a respeito dos preços negociados livremente por meio dos contratos bilaterais, por conta da introdução de uma terceira parte (no caso as distribuidoras) em uma operação bilateral entre compradores e vendedores de energia.

A criação de novos encargos e impostos são outros exemplos de risco regulatório que afeta diretamente o desempenho de qualquer mercado, pois têm repercussão no ganho final e em alguns casos representam percentuais significativos no resultado financeiro de um contrato de compra e venda.

O Código Tributário Nacional Brasileiro, em seu art. 3º preceitua que "**tributo**" é *"toda prestação pecuniária compulsória, em moeda ou cujo valor nela se possa exprimir, que não constitua sanção de ato ilícito, instituída em lei e cobrada mediante atividade administrativa plenamente vinculada"* (Recita Federal do Brasil, 2009).

Os tributos formam a receita da União, Estados e municípios e abrangem impostos, taxas, contribuições (encargos) e empréstimos compulsórios. Eles podem ser diretos ou indiretos. No primeiro caso, são os contribuintes que devem arcar com a contribuição, como ocorre no Imposto de Renda. Já os indiretos incidem sobre o preço das mercadorias e serviços, tais como a energia elétrica.

Para os **impostos** não há uma destinação específica para os recursos obtidos por meio do seu recolhimento. Em geral, são utilizados para o financiamento de serviços universais, como educação e segurança. Eles podem incidir sobre o patrimônio, como o IPTU (Imposto Predial e Territorial Urbano) e o IPVA (Imposto sobre a Propriedade de Veículos Automotores), renda (Imposto de Renda) e consumo, como o IPI (Imposto sobre Produtos Industrializados) e o ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços).

Já as **contribuições** são divididas em dois grupos: de melhoria ou especiais. No primeiro caso estão as contribuições cobradas em uma situação que representa um benefício ao contribuinte, como uma obra pública que valorizou seu imóvel. Já as contribuições especiais são cobradas quando há uma destinação específica para um determinado grupo, como o PIS (Programa de Integração Social) e PASEP (Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público), que são direcionados a um fundo dos trabalhadores do setor privado e público.

No setor elétrico, atualmente, estão em vigor dez encargos setoriais, os quais são questionáveis não só por conta de seu impacto como por dúvidas quanto à sua destinação e à eficiência no alcance dos propósitos para os quais os foram criados. Desses encargos, o mais

recentemente instituído foi o **Encargo de Energia Reserva**, já apresentado no item 2.4.3 desta Dissertação. Os demais encargos, abaixo descritos, fazem parte das políticas de Governo para o setor e são todos definidos em lei. Seus valores são estabelecidos por resoluções ou despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia. Observação: para os consumidores livres, a maioria dos encargos são cobrados por meio da TUSD. A Tabela 6, a seguir, apresenta os nove encargos restantes e alguns valores arrecadados por eles de 2004 a 2007. (ANEEL, 2009)

Tabela 6 - Encargos do Setor Elétrico (Adaptado de ANEEL, 2009).

Encargos Setorias	2004	2005	2006	2007
	Milhões de Reais	Milhões de Reais	Milhões de Reais	Milhões de Reais
Reserva Global de Reversão (RGR)	1.177	1.182	1.282	1.317
Conta de Consumo de Combustível (CCC)	3.323	3.419	4.526	2.871
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	220	271	307	327
PROINFA	--	--	385	635
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	1.455	2.044	2.283	2.470
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	780	1.004	1.100	1.244
Contribuição ao Operador Nacional do Sistema (CONS)	9	10	10	11
P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética:	--	--	--	--
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	141	172	192	86

A **RGR** foi instituída pelo Decreto nº 41.019 de 1957 com a finalidade de prover recursos para reversão, encampação, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. A Lei nº 9.648 de 1998 prevê que as quotas anuais da RGR serão incorporadas no custo do serviço das empresas concessionárias até o ano de 2002. A Lei nº 10.438 de 2002, prorroga sua cobrança até 2010.

O valor deste encargo corresponde a 2,5 % dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e é limitado a 3 % de sua receita anual. Este encargo é devido apenas aos concessionários e permissionários, não atingindo o PIE nem o agente comercializador. Por incidir sobre as concessionárias de distribuição, o valor da RGR a ser recolhido estará embutido nos valores da TUSD a serem pagas pelos acessantes do sistema elétrico da concessionária, conforme metodologia adotada pela ANEEL para a determinação dessas tarifas.

A CCC é um encargo que subsidia a compra do óleo diesel e do óleo combustível usados na geração de energia por usinas termelétricas que atendem comunidades isoladas, principalmente no Norte do país. Instituída pela Lei 5.899 de 1973 e regulamentada pelo Decreto nº 73.102 de 1973, é recolhida em parcelas mensais pelas concessionárias de distribuição do SIN. Anteriormente, este benefício era estendido para a geração termelétrica nos sistemas elétricos interligados, porém, foi extinto por meio da Lei nº 9.648 de 1998. Para os sistemas isolados, a Lei nº 10.438 de 2002 manteve até 2018 este benefício.

Em janeiro de 2009 a ANEEL aprovou aperfeiçoamentos e atualizações da Resolução Normativa nº 350 de 1999, que estabelece os procedimentos para planejamento, formação, processamento e gerenciamento da CCC. O objetivo da atualização é reduzir o valor e o impacto desse encargo na conta de luz dos consumidores. Para isso, foi aprovado o reembolso dos combustíveis limitado aos preços da Agência Nacional do Petróleo (ANP), ou seja, os preços praticados no mercado. Entre as outras mudanças estão a limitação do consumo das unidades geradoras e a maior transparência na prestação de contas, já que a Eletrobrás apresentará mensalmente um relatório com dados de geração e consumo (previsto e verificado), consumo específico mensal, montantes de combustíveis reembolsados, entre outros.

A TFSEE foi criada pela Lei nº 9.427 de 1996, com a finalidade de constituir a receita da ANEEL para cobertura das suas despesas administrativas e operacionais. A alíquota equivale a 0,5 % do benefício econômico anual auferido pela concessionária e é fixada pela ANEEL e paga mensalmente, em duodécimos, por todos os agentes que atuam na geração, transmissão, distribuição e comercialização. Os consumidores a pagam, portanto, por meio das tarifas, tanto da energia quanto do uso da rede.

O PROINFA foi instituído por meio da Lei nº 10.438 e regulamentado pelo Decreto nº 4.541, ambos de 2002, com nova redação dada pelo Decreto nº 5.025 de 2004. O objetivo do programa é o de diversificar a matriz energética nacional, aumentando a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de produtores independentes, concebidos

com base em fontes alternativas, tais como eólica, solar, pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) e biomassa. Aos produtores é garantida a venda da energia para a Eletrobrás.

O preço dessa energia e os custos administrativos incorridos nessas contratações compõem este encargo, que é pago por todos os consumidores finais de energia elétrica, proporcionalmente ao consumo individual verificado. Os procedimentos para o rateio do custo do PROINFA estão estabelecidos na Resolução ANEEL nº 127 e a definição das respectivas quotas de energia elétrica, no Decreto nº 5.025, ambos de 2004. A cada final de ano a ANEEL publica, em resolução específica, as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas em duodécimos, pelos agentes, no ano seguinte, calculadas com base no demonstrativo da energia gerada pelas centrais geradoras do PROINFA e os referentes custos apresentados no Plano Anual do PROINFA elaborado pela Eletrobrás.

A **CDE** foi instituída pela Lei nº 10.438 de 2002, com duração prevista até 2027. Suas finalidades são: prover recursos para o desenvolvimento energético dos estados; promover a universalização do serviço de energia elétrica e, por fim, incentivar a competitividade da energia produzida por fontes alternativas. Os valores desse encargo são homologados anualmente pela ANEEL e cobrados dos consumidores finais. Também compõem recursos da CDE os pagamentos anuais realizados a título de Uso de Bem Público – UBP, estabelecidos nas concessões de geração e as multas aplicadas pela ANEEL.

Vale observar que a Resolução Normativa nº 74 de julho de 2004 estabelece que a CDE também é de responsabilidade das concessionárias de transmissão que possuem consumidores livres conectados à rede básica.

A **CFURH** foi instituída pela Lei nº 7.990 de 1989. Este encargo representa um percentual que as concessionárias e empresas autorizadas a produzir energia por geração hidrelétrica pagam pela utilização de recursos hídricos. A ANEEL gerencia a arrecadação e a distribuição dos recursos entre os beneficiários: Estados, Municípios e órgãos da administração direta da União. Atualmente, 45 % se destinam ao Estado, 45 % aos Municípios, 4,4 % ao Ministério do Meio Ambiente, 3,6 % ao Ministério de Minas e Energia e 2 % ao Ministério de Ciência e Tecnologia. Geradoras caracterizadas como PCHs são dispensadas do pagamento.

A **CONS** trata-se do ressarcimento de parte dos custos de administração e operação do ONS. Ele é devido por todas as empresas de geração, transmissão, distribuição, consumidores livres e cativos.

O programa de **P&D** foi criado pela Lei nº 9.991 de 24 de julho de 2000 e regulamentado pela Resolução nº 185 de maio de 2001, com o objetivo de impulsionar a

busca por inovações frente aos desafios do setor. Foi estabelecido que as empresas de geração (exceto as de fonte alternativa), transmissão e distribuição têm a obrigação de reverter anualmente o valor mínimo de 1% da receita líquida operacional para ser dividido entre: projetos de eficiência energética; de pesquisa e desenvolvimento; para o Fundo Nacional de Desenvolvimento da Ciência e Tecnologia e para o Ministério de Minas e Energia. Em março de 2007 a Lei nº 11.465 alterou os percentuais de destinação deste encargo.

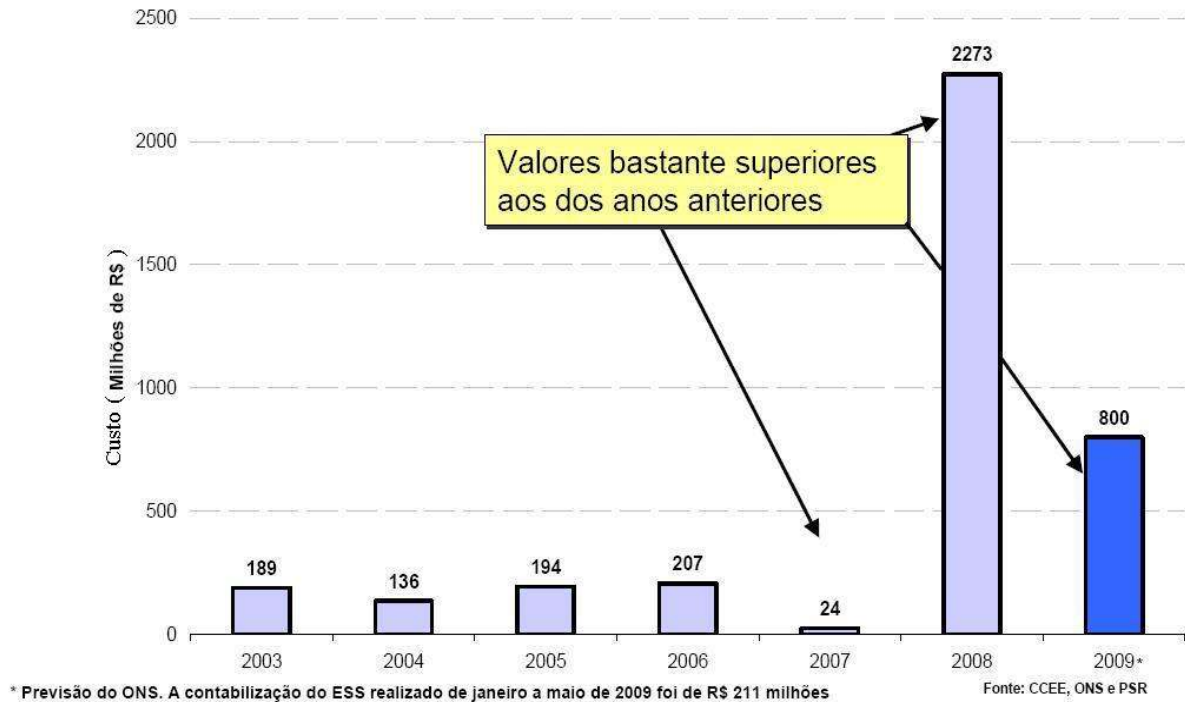
O ESS, homologado pela Resolução nº 290 de 2000 e baseado no Decreto nº 2.655 de 1998, representa o custo incorrido para manutenção da estabilidade e confiabilidade do sistema elétrico, necessários para o atendimento da carga. Este custo é contabilizado pela CCEE mensalmente e é devido pelos agentes da categoria de consumo aos agentes de geração que prestarem serviços não remunerados pelo PLD.

O ESS é composto por encargo de serviços de restrição de transmissão e encargo de serviços ancilares. O encargo de serviços ancilares é calculado por meio da soma do pagamento pelo uso de combustível gasto em reserva de prontidão e investimentos para prestação de serviços ancilares, tais como: controles primário e secundário de frequência e suas reservas de potência; o auto-restabelecimento das unidades geradoras (*black start*); o Sistema Especial de Proteção e o custo de operação dos compensadores síncronos para suporte de reativo.

A partir de dezembro de 2007, o CNPE publicou a Resolução nº 8 que estabelece novas diretrizes para a utilização da curva de aversão ao risco e impacta diretamente nos valores a serem pagos por meio do ESS. Bastante controversa, esta medida autoriza o despacho de termelétricas fora da ordem de mérito econômico, ou seja, em razão de maior segurança no fornecimento, o ONS está autorizado a despachar usinas cujo custo de produção é maior do que o CMO ou o PLD. O custo adicional decorrente desta medida será cobrado por meio do ESS.

Diversas entidades contestam os elevados custos decorrentes desta nova orientação. Dentre elas, destaca-se o Instituto Acende Brasil, que por meio de seu presidente, Cláudio Sales, argumenta: “O ESS, encargo que se destinava à cobertura de outras despesas – restrições de operação, prestação de serviços ancilares etc – saltou de uma média de R\$ 150 milhões – de 2003 a 2007 – para R\$ 2,31 bilhões em 2008. Mais de 98% do valor de 2008, ou R\$ 2,27 bilhões, foram devidos ao custo das usinas térmicas chamadas a operar fora da ordem de mérito econômico.” A Figura 23, apresentada na 7ª edição do Programa Energia Transparente, de junho de 2009, ilustra a evolução dos custos para o consumidor decorrentes do ESS.

Sales ainda ressalta: “A medida contrariou os critérios historicamente utilizados que prevêem a operação das usinas mais baratas antes das mais caras, para benefício do consumidor. O resultado foi uma conta multibilionária que agora começa a ser repassada às tarifas”. (Instituto Acende Brasil, 2009)



**Figura 23: Evolução do custo do ESS
(Fonte: Instituto Acende Brasil, 2009)**

Em relação ao mercado livre, 2008 representou um período de questionamento de certos paradigmas. Os sinais de preço no mercado foram bastante díspares para consumidores livres e cativos e o elevado custo do ESS neste ano exemplificou bem essa situação, uma vez que os custos deste encargo foram repassados quase que imediatamente aos clientes livres. Já os consumidores cativos só perceberam este custo a mais no ano seguinte, quando os reajustes anual das tarifas das distribuidoras foram calculados pela ANEEL. Observou-se, portanto, um período de distorção no sinal de preços entre os mercados livre e cativo, causando um momento de reflexão no mercado como um todo.

Observa-se que dentre todos os tributos incidentes no segmento de consumo de energia elétrica, especial atenção deve ser dada ao ESS, que se apresenta na forma de uma tarifa (R\$/MWh) atualizada mensalmente pela CCEE e que depende das condições operativas do sistema interligado. O ESS possui, portanto, um comportamento aleatório, o que dificulta bastante a previsão do seu impacto no dispêndio com a energia elétrica.

Além dos encargos específicos ao setor elétrico, os consumidores ainda precisam arcar com outros tributos cobrados em suas faturas, dos quais destacam-se:

- **COSIP** – Contribuição para Custeio da Iluminação Pública: tem por finalidade o custeio do serviço de iluminação pública, que compreende a iluminação de vias, logradouros e demais bens públicos, a instalação, a manutenção, o melhoramento e a expansão da rede de iluminação pública, além de outras atividades a estas correlatas. Foi instituída a partir da Emenda Constitucional nº 39 de dezembro de 2002 que autorizou constitucionalmente a instituição desta contribuição para o custeio da iluminação pública dos municípios. Portanto, cada município regulamenta a cobrança da COSIP;
- **PIS/PASEP** – Programa de Integração Social/ Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público: contribuição social de natureza tributária, devida pelas pessoas jurídicas, com objetivo de financiar o pagamento do seguro-desemprego e do abono para os trabalhadores que ganham até dois salários mínimos. A aplicação desse tributo foi recentemente alterada pelas Leis nº 10.637/02, 10.833/03 e 10.865/04;
- **COFINS** – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social: foi instituída pela Lei Complementar nº 70, de 30 de dezembro de 1991 e é destinada a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social. São contribuintes da COFINS as pessoas jurídicas de direito privado em geral. Também foi recentemente alterada pelas Leis nº 10.637/02, 10.833/03 e 10.865/04;
- **ICMS** – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços: de competência dos Estados e do Distrito Federal, possui alíquotas que variam de estado para estado. Sua regulamentação constitucional está prevista na Lei Complementar nº 87 de 1962, alterada posteriormente pelas Leis Complementares nº 92/97, 99/99 e 102/00. O principal fato gerador para a incidência do ICMS é a circulação de mercadoria, deste modo, a energia elétrica está sujeita ao ICMS por ser considerada uma mercadoria.

Cabem ainda, as seguintes observações:

- a ANEEL promoveu mudanças na forma de cobrança dos tributos federais PIS e COFINS, que foram retirados das tarifas de energia e passaram a ser discriminados na fatura, da mesma forma como ocorre com o ICMS;
- o cálculo destes tributos é feito "por dentro" ou seja, o PIS e COFINS fazem parte de sua própria base de cálculo, incidindo sobre o valor pago. Deve ser observado que PIS e COFINS incidem também sobre o valor do ICMS, não incidindo sobre a COSIP;
- uma vez que a apuração dos tributos consideram os créditos previstos na legislação a serem tomados pela distribuidora, os valores de PIS e COFINS cobrados mensalmente

poderão sofrer pequenas variações em suas alíquotas.

Sobre o ICMS, as discussões mais recentes recaem sobre a cobrança deste imposto sobre os custos da demanda contratada com as concessionárias. A Associação Brasileira dos Grandes Consumidores Industriais e dos Consumidores Livres entrou com uma petição na justiça para tentar impedir a cobrança do ICMS sobre a demanda de energia. De acordo com a coordenadora jurídica da Abrace, Aline Bagesteiro, a associação não pode entrar com a ação, mas pode se manifestar no processo de algum consumidor: *"Nós vamos aproveitar o processo de uma empresa de Santa Catarina, que defende a não cobrança do ICMS sobre a demanda de energia, para nos manifestar. A lei impede que entremos com uma ação na justiça, mas permite que nos manifestemos sobre o assunto"*.

Aline disse ainda que, além da empresa de Santa Catarina, diversas empresas associadas da Abrace estão com ações judiciais contra a exigência de pagamento do imposto. Na petição, a Abrace alega: *"ao se analisar mais detidamente o arcabouço normativo setorial aplicável, fica claro que os valores relativos à demanda contratada pagos pelos consumidores do Grupo A estão fora do campo de incidência do ICMS, uma vez que estes têm caráter compensatório correspondente à conexão e uso das instalações físicas de distribuição ou transmissão de energia elétrica"*. (ABRACE, 2009 b)

O fato do produto energia elétrica possuir características físicas e comerciais diferentes de qualquer outro bem fez-se necessário criar um modelo específico e integrado, para viabilizar menores custos, maior segurança e eficiência para seus participantes.

Os grandes consumidores industriais sempre tiveram como suas maiores preocupações a segurança de fornecimento de energia no longo prazo com qualidade e preços competitivos. Somam-se a essa preocupação a preservação de medidas de eficiência, como: livre acesso, isonomia, agências reguladoras independentes, redução do custo do kW instalado, a desoneração de tributos e encargos, plenas condições para manutenção da autogeração e distribuição dos riscos na cadeia.

Após o advento das novas regras, como alternativas para o consumidor restaram novos contratos no mercado livre, leilões públicos com energia existente ou para a expansão, leilões exclusivos de compra bilaterais, acerto com algum produtor independente de energia para compra de energia nova, compra de pequenas centrais hidrelétricas (com descontos no transporte), investimento em autogeração, construção de usinas próprias, compra de ativos existentes, soluções locais (cogeração) e, finalmente, permanecer cativo.

Mas, apesar das melhorias proporcionadas pelo novo modelo e pelos avanços registrados nos últimos anos, os grandes consumidores ainda enfrentam muitos desafios e

entraves, tais como:

- impossibilidade de livre comercialização da energia excedente por parte dos consumidores livres;
- dificuldades para redução temporária da demanda contratada;
- elevada carga tributária, dado que os impactos dos encargos e impostos sobre o setor energético são refletidos por toda cadeia produtiva, promovendo um efeito negativo na produção industrial, agregando um maior custo ao produto final;
- elevada volatilidade do PLD e consequente inadimplência no mercado de curto prazo.

A respeito da volatilidade do PLD, foi apresentado no item anterior que na composição do modelo de preço são utilizadas variáveis que dependem essencialmente de precipitações e vazões, ou seja, variáveis decorrentes da hidrologia. Acertar as previsões dos índices de precipitações e de vazões em uma bacia hidrográfica para medir o impacto no preço *spot* torna o modelo desafiador e corresponde à principal fonte de incerteza na previsão do PLD, fazendo com que ocorram variações repentinas e acentuadas em curtos períodos de tempo.

A figura 24 ilustra o comportamento do valor médio mensal do PLD, para cada submercado, no período entre janeiro de 2007 e agosto de 2008, no qual o PLD atingiu o valor máximo permitido para 2008.

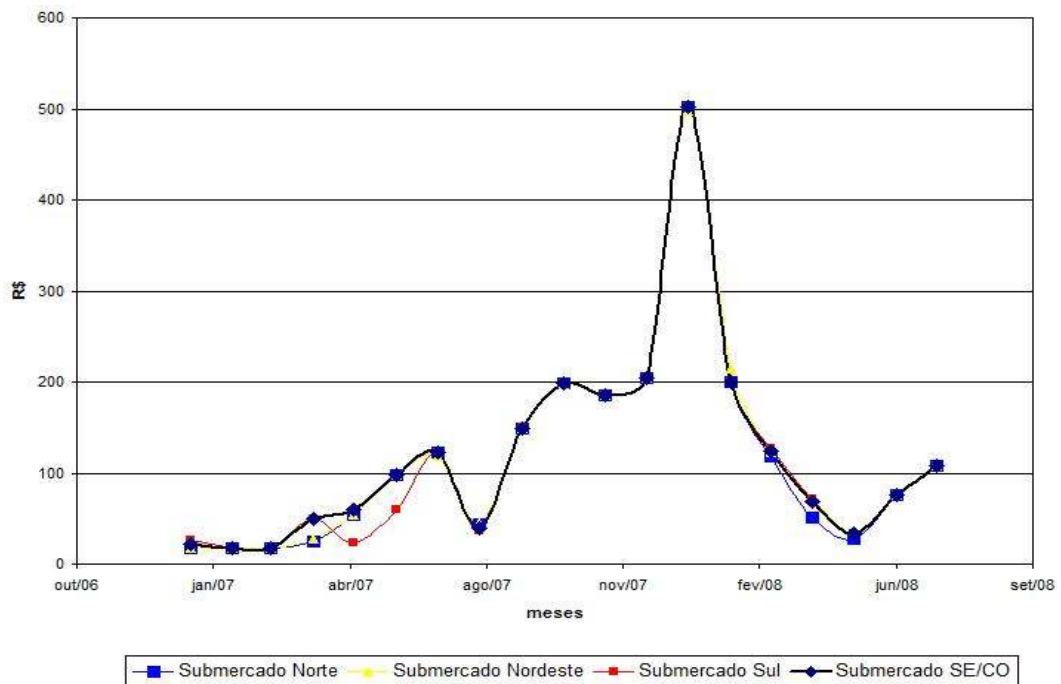


Figura 24: Valores médios mensais do PLD
(Fonte: confecção própria baseado em dados da CCEE)

Observa-se que, de agosto de 2007 a janeiro de 2008 houve brusca variação nos preços do mercado de curto prazo, que pode ser justificado pelo temor de déficit energético diante da lenta expansão da capacidade instalada do sistema e pelo desempenho acelerado da economia no período, impulsionando o consumo de energia.

Tal volatilidade impactou diretamente nos custos daqueles que, por um motivo ou outro, precisou liquidar seu consumo mensal no mercado de curto prazo durante este período. Foi justamente neste período que a CCEE verificou o maior índice de inadimplência deste mercado. Os meses de cotações recordes foram suficientes para fazer com que a CCEE registrasse inadimplência acima de 6%, enquanto historicamente esse percentual não passava de 1%. Outro impacto importante está na disponibilidade e no preço dos novos contratos de longo prazo, uma vez que o PLD baliza estes contratos conforme citado no item anterior deste capítulo.

Diante disso, a CCEE formou um grupo de trabalho para estudo desta questão. Em consequência dos primeiros estudos, a ANEEL aprovou em outubro de 2008 novas regras para o depósito das garantias do mercado livre, com o objetivo de evitar a ocorrência de inadimplência no setor. Desde então, o novo aporte é feito comparando a previsão de consumo e o montante contratado para seis meses, sendo um mês para trás, o mês corrente e os próximos quatro meses e são valorados com base no PLD médio ocorrido e/ou projetado.

A respeito da confiabilidade no suprimento energético do mercado brasileiro, o Brasil tem um parque instalado de 105 GW de usinas que geram energia elétrica, sendo que entre 2015 e 2017 vencerão mais de 20 GW de contratos de concessão dessas usinas. Passam por situação semelhante as concessões de transmissão de energia elétrica e algumas concessões de distribuição de energia. Um acalorado debate vem acontecendo nos bastidores do setor elétrico sobre o que fazer com essas concessões vincendas: renová-las para os atuais detentores (ou incumbentes) ou licitá-las? O governo federal, liderado pelo Ministério de Minas e Energia, formou um grupo de trabalho para analisar as implicações dos dois cenários. A decisão poderá exigir alterações em leis.

Qualquer que seja a decisão do governo, o essencial é que sejam conhecidas rapidamente as regras porque o horizonte de 2015 já está provocando impactos sobre investimentos e financiamentos, que começam a ser dificultados ou onerados em função desta indefinição.

Para finalizar, destaca-se a necessidade de iniciar um processo de autorregulação no mercado livre de energia elétrica. Em artigo para a Gazeta Mercantil, Mariana Amim e Simone Gissoni, advogadas especializadas no setor de energia, corroboram com a idéia e

afirmam: “O crescimento do mercado livre trouxe, além do grande benefício da competitividade e eficiência na venda da energia, alguns riscos inerentes a essas contratações (...). Assim como aconteceu no passado com o mercado financeiro e com a publicidade, é chegada a hora de iniciarmos um processo de autorregulação, de criação de valores supra-legais norteadores do exercício da comercialização de energia que visem a transparência, estabilidade, expansão e funcionamento eficiente e regular deste mercado.” (Amim e Gissoni, 2009)

CAPÍTULO 4 – ESTUDO DE CASO: METRÔ – SP

Este capítulo visa apresentar a aplicação dos conceitos analisados, detalhar melhor os pontos estratégicos e agregar conhecimentos a partir das experiências passadas por um grande agente do ACL, como a Companhia do Metropolitano de São Paulo – Metrô SP.

Análises complementares, tanto qualitativamente quanto quantitativamente estão descritas com o intuito de aproximar este estudo da prática cotidiana da gestão de consumidores livres no mercado. Neste sentido, aprofunda-se o estudo sobre a determinação e o monitoramento da carga, essencial para o resultado financeiro da contratação.

A respeito do resultado financeiro, este capítulo também ilustra os cálculos necessários para a contabilidade do custo da energia, assim como demonstra que diversas ferramentas do mercado financeiro estão sendo incorporadas aos contratos do mercado de energia, tornando-os flexíveis e adaptados às características específicas do setor.

4.1 Perfil de Carga e Monitoramento

A redução dos custos operacionais é uma preocupação constante do Metrô de São Paulo, assim, devido ao fato da energia elétrica ser um dos principais custos da operação metroviária, em janeiro de 2005 a empresa migrou para o ACL em decorrência da possibilidade de redução significativa dos gastos com a energia elétrica.

Atendendo as legislações vigentes ao ACL e as leis particulares que regem o serviço público, o Metrô lançou um edital público de licitação para a compra de sua energia, cujo resultado gerou um contrato de fornecimento com duração até 2012. Em função da expansão da rede metroviária e do aumento significativo no número de passageiros transportados, em 2008 outro contrato foi firmado, aumentando o montante de energia contratada. Assim, em ambos os contratos o término da vigência ficou estabelecida para 2012.

O sistema de alimentação elétrica do Metrô é o responsável por fornecer, de maneira confiável e segura, a energia necessária para a tração dos trens (material rodante) e alimentação dos equipamentos auxiliares das estações, tais como escadas rolantes, iluminação, elevadores e outros. Esta energia é fornecida pela concessionária AES Eletropaulo na tensão nominal de 88 kV, 60 Hz em oito locais diferentes, os quais são denominados Subestações Primárias. A Tabela 7 lista as oito primárias já instaladas e a Figura 25 ilustra sua localização junto à rede metroviária.

Tabela 7 - Subestações primárias do Metrô - SP

Denominação da subestação primária	Sigla
Barra Funda	YBF
Vila Esperança	YVP
Tatuapé	YTA
Saúde	YSA
Guido Caloi	YGC
Cambuci	YCI
Canindé	YCE
Pedro Segundo	YPS

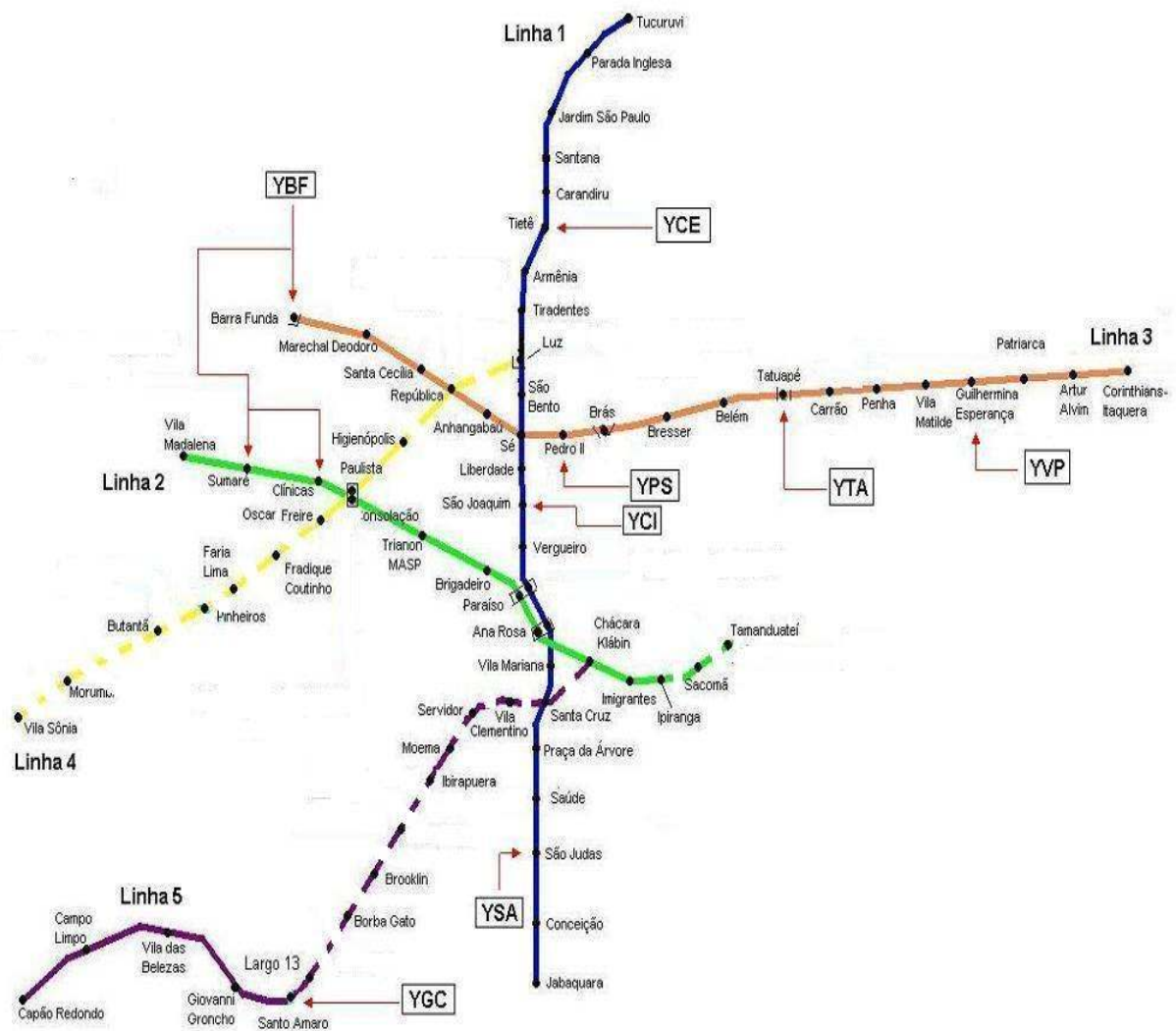


Figura 25: Localização das subestações primárias do Metrô - SP

A confiabilidade do sistema subentende uma garantia de continuidade e um nível de serviço dentro de limites toleráveis. Continuidade de serviço pressupõe o restabelecimento rápido em caso de falha, além de uma redundância de circuitos e uma capacidade de reserva nos mesmos, de modo a possibilitar a manutenção das partes sem afetar o sistema global. Tudo isto justifica um número maior de pontos de alimentação (primárias).

Do ponto de vista da conexão, todas as primárias estão conectadas à rede de distribuição da concessionária, resultando em oito contratos de conexão e oito contratos de uso do sistema de distribuição (CCD e CUSD).

Já em relação ao perfil de carga, conforme citação do capítulo 3, as concessionárias em geral estabelecem limites de carga para o abastecimento dos clientes ligados em média e alta tensão. Este limite é estabelecido para que sejam respeitados os níveis de segurança de operação do sistema elétrico como um todo e para que todos os equipamentos do sistema da rede externa e do sistema elétrico estejam devidamente dimensionados. Deste modo, clientes do subgrupo A4, como é o caso do Metrô, possuem com a concessionária uma **demandada contratada**, ou seja, no CCD existe uma cláusula na qual o consumidor afirma qual é o valor máximo provável de demanda que sua instalação (subestação) vai exigir da rede da concessionária, tanto para o horário de ponta quanto para o fora de ponta.

Lembrando que a demanda máxima provável é a soma das diversas cargas que serão ligadas simultaneamente em uma instalação, de acordo com as particularidades de uso de cada cliente, destaca-se que devem ser tomadas diversas precauções para o cálculo desta demanda, pois ela deverá ser a mesma utilizada em estudos de viabilidade de fornecimento do sistema elétrico e no cálculo da demanda a ser contratada. Estimá-la muito acima do real leva a desperdício nas contas de energia, porém, o risco maior está em estimá-la muito abaixo do valor que será observado na atividade de cada cliente; neste caso soma-se dispêndio em multas de ultrapassagem de demanda contratada ao valor quase incalculável de riscos de danos materiais e quedas de fornecimento pelo subdimensionamento do porte do sistema às suas necessidades. Portanto, o cálculo da demanda máxima provável de uma operação e/ou o levantamento da curva de relação de cargas de um sistema é uma atividade básica e fundamental para a garantia de operação de um sistema elétrico.

A título de exemplificação, observa-se que a demanda de energia elétrica das instalações do Metrô não é constante. Existe uma demanda máxima durante as horas de pico de tráfego e uma demanda pequena nas horas da madrugada quando os trens estão parados. Outro aspecto relevante é que a demanda não está concentrada num único ponto, mas distribuída por meio de toda a rede. Diante disso, cada subestação primária possui demandas

contratadas diferentes entre si. Esta carga variável e as elevadas exigências quanto à segurança de serviço requerem um sistema de energia elétrica que seja seguro contra falhas, flexível e de elevada potência.

A Figura 26 ilustra o perfil de carga da subestação Tatuapé para um dia útil típico do mês de agosto de 2009. Verifica-se que a carga da subestação é maior durante dois períodos do dia, um durante a manhã e outro à tarde, fato este relacionado com os períodos de pico nos deslocamentos das pessoas pela cidade.

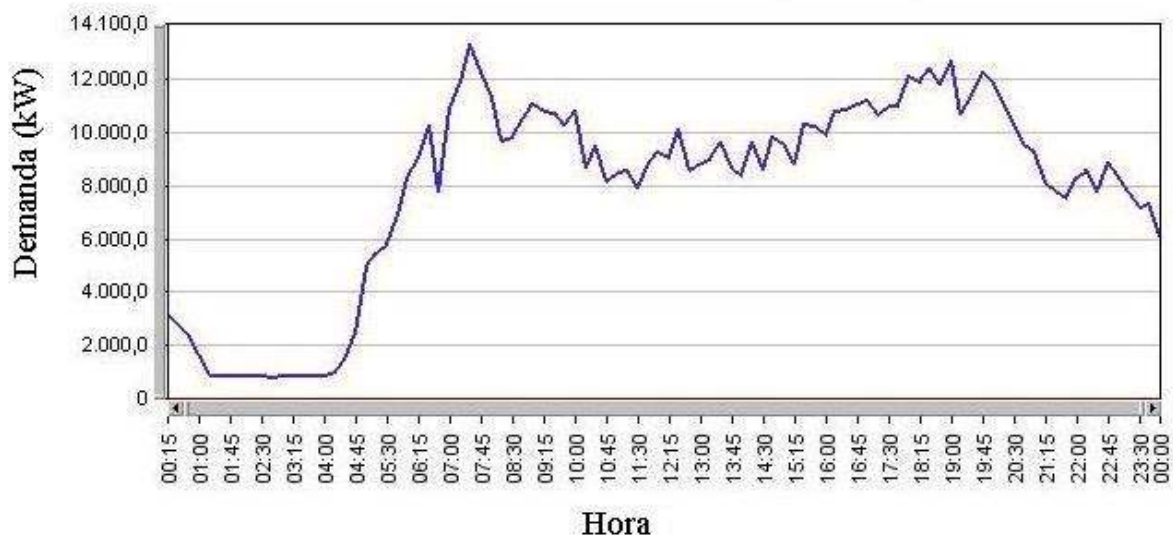


Figura 26: Perfil típico de carga da subestação Tatuapé

Ainda em relação à demanda, agora do ponto de vista financeiro, ressalta-se que para os consumidores do grupo A, conforme visto no capítulo 3, a tarifa é binômica e, portanto, a demanda é faturada mensalmente juntamente com o consumo da energia. Assim, a demanda faturada será o maior valor entre as demandas registradas (demanda faturável) e a demanda contratada, para cada período (ponta e fora de ponta). Denomina-se demanda faturável o valor máximo de demanda dentre todos os valores registrados nos intervalos de 15 minutos durante o período existente entre as coletas de medição. Resumidamente, temos que se a demanda registrada (medição do consumo) for inferior à contratada é faturado o valor referente ao contrato, e, se for superior, fatura-se a demanda registrada. O ideal é que os valores sejam próximos, refletindo assim uma boa contratação.

Em alguns casos, quando a demanda registrada extrapola os limites da contratada (inclusive a tolerância permitida de 5%), a parcela da demanda que extrapola a contratada é faturada por uma tarifa de ultrapassagem, estabelecida como o **triplo** da tarifa vigente para a demanda contratada no período. Ao chegar neste ponto, é importante avaliar o regime de operação dos equipamentos, tornar as instalações mais eficientes, deslocar o consumo sem

comprometer a capacidade de produção ou reavaliar o contrato de fornecimento. A Figura 27 ilustra um caso de ultrapassagem da demanda contratada em YPS do Metrô. Observa-se que houve dois pontos de ultrapassagem no mesmo dia, ambos no período fora de ponta. Assim, na fatura desta subestação será cobrada uma parcela referente à demanda contratada no período de ponta, outra referente à demanda contratada no período fora de ponta e, por fim, outra parcela referente à ultrapassagem de demanda fora de ponta, que no caso será mensurada pelo maior valor de excedente durante o mês, não importando portanto a quantidade de ultrapassagens.



Figura 27: Ultrapassagem de demanda na primária YPS

Por fim, é importante salientar que as curvas de carga das plantas industriais podem variar em função do ciclo de operação previsto para os diferentes setores de produção, bem como o período de funcionamento diário estipulado. No primeiro caso é de interesse da gerência administrativa manter controlado o valor de demanda de pico a fim de diminuir o custo operacional da empresa. Isto é conseguido por meio de um estudo global das atividades de produção, deslocando-se a operação de certas máquinas para horários diferentes, evitando a ligação simultânea de equipamentos com demandas altas e assim diminuindo o valor da demanda de pico que será usada na sua conta.

Salienta-se também que dentro de um sistema elétrico pode haver a ocorrência de energia reativa, gerando sobrecargas nas instalações. Para evitar essa situação, existe um limite máximo de energia reativa imposto pela concessionária ao consumidor, medido por meio do fator de potência. Este índice reflete a proporção entre a energia ativa e reativa da instalação. O fator de potência abaixo de 0,92 indica energia reativa excedente, a qual será cobrada na fatura de energia. Portanto, regularizar o fator de potência, além de ajudar a

melhor utilização dos circuitos elétricos, reduz as despesas com energia.

Utilizar um gerenciador de energia pode auxiliar no monitoramento da demanda e do fator de potência de maneira contínua, além de fornecer gráficos e relatórios que permitem a análise do comportamento de diversas grandezas elétricas e permite também a tomada de medidas corretivas cabíveis quando algum parâmetro estiver em desacordo com os valores pré-estabelecidos. Dessa forma, por exemplo, as cargas e os capacitores utilizados para correção de fator de potência podem ser controlados automaticamente, impedindo a ocorrência de ultrapassagens e suas penalidades. É possível conseguir boa economia na conta de energia elétrica com utilização desta ferramenta.

No mercado existem diversas empresas que comercializam sistemas automatizados para controle e atuação das instalações elétricas, assim como sistemas para a gestão do consumo da energia. Tais sistemas são compostos basicamente por sistemas de medição e atuação eletrônicos comandados via *software*, conforme ilustra a Figura 28.

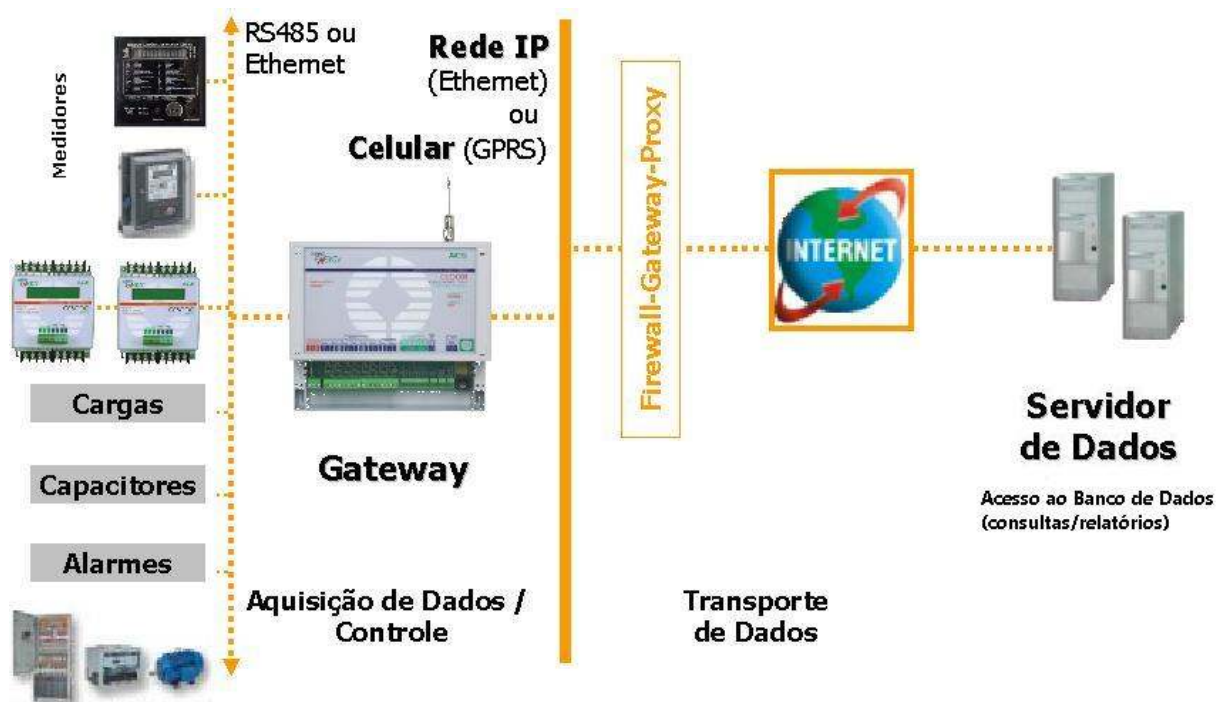


Figura 28: Arquitetura básica de sistema automatizado para gestão de energia

Fonte: <http://www.acs.ind.br/produtos/software/webenergy.asp>

Basicamente, quando o *software* estiver sendo executado, ele se comunicará com uma unidade de controle via par trançado blindado, telefonia celular, interface RS-485 ou Ethernet TCP/IP. Isso permite, por exemplo:

- a monitoração em tempo real de cada ponto de medição;
- programação de alarmes para informar quando os limites pré-fixados de demanda,

fator de potência, frequência, nível de tensão, entre outros parâmetros, forem desrespeitados;

- acionamento automático de banco de capacitores e até mesmo desligamentos automáticos de cargas.

Além disso, outra função do *software* é a transferência de dados armazenados nas unidades de medição e controle e sua gravação em computadores centrais, gerando um banco de dados do qual poderão ser emitidos gráficos e relatórios analíticos do uso de energia elétrica, além da emissão prévia da conta de energia.

Para ilustrar a interface gráfica e as funcionalidades dos *softwares* de gestão de energia, a Figura 29 apresenta a tela principal do software *Sistema de Informação de Energia* da empresa Analo (www.analo.com.br) que o Metrô utiliza em caráter experimental para o acompanhamento do consumo da energia nas primárias Barra Funda e Guido Caloi.

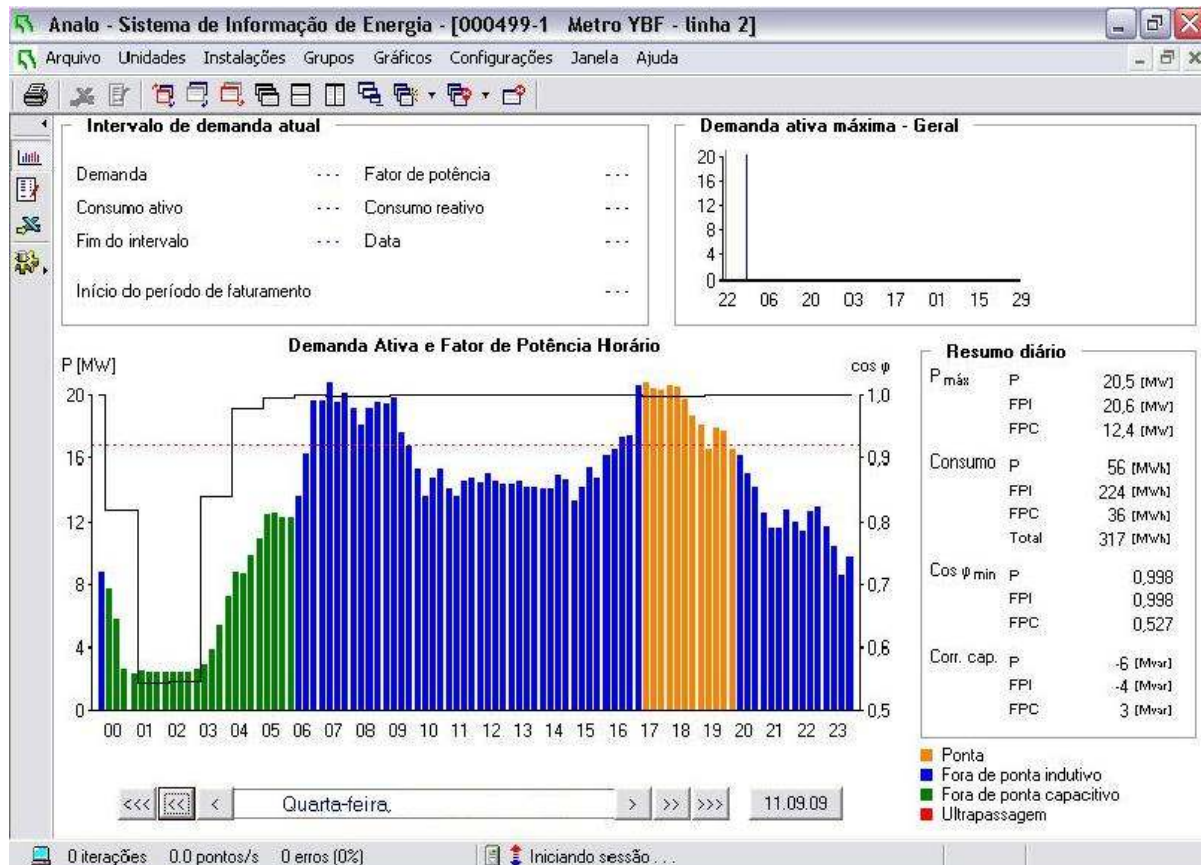


Figura 29: Interface gráfica do Sistema de Informação de Energia - Analo

Dentre as principais funções do software da Analo e que também estão disponíveis em outros softwares comerciais, destacam-se a disponibilidade de vários relatórios e gráficos de demanda, fator de potência, consumo e outras aplicações, como:

- simulação da fatura de energia elétrica da instalação, para as diferentes classes tarifárias;

- análises dos contratos de demanda;
- exportação dos dados para outros aplicativos, tais como planilhas eletrônicas.

4.2 Análise Financeira da Contratação

Mesmo diante dos múltiplos pontos de conexão, o Metrô optou pela criação de apenas um agente dentro da CCEE, sendo que todas as primárias (pontos de conexão) foram modeladas dentro do agente matriz, de forma que, para a CCEE o cliente liquida suas transações em conjunto, otimizando os resultados, uma vez que os consumos de cada ponto de conexão são agregados e assim tratados como um bloco único de energia lastreados pelos mesmos contratos.

Como citado no item anterior, o Metrô possui dois contratos de longo prazo para a compra e venda de energia, negociados com supridores localizados no submercado sudeste. Como a entrega da energia é no centro de gravidade deste mesmo submercado, no processo de contabilização da CCEE, o Metrô arca com a metade das perdas da rede básica, conforme ilustrado na Figura 18 do capítulo 3.

Observa-se também que cada primária tem associada uma cota de energia do PROINFA, que na contabilização da CCEE também é agregada e considerada como um bloco único para o agente.

A unidade básica negociada em contratos de energia elétrica é o MWh, sendo os preços negociados em R\$/MWh. Um contrato deve especificar as quantidades de energia elétrica a serem entregues durante determinados intervalos de tempo. Por exemplo, seja um contrato especificado para dois meses de entrega, agosto e setembro de 2009. O contrato determina que o fornecedor deverá entregar 74.400 MWh em agosto e 72.000 MWh em setembro. Se o preço contratado for de 100 R\$/MWh, o faturamento do fornecedor deverá ser de R\$ 7.400.000,00 (R\$100 x 74.400) em agosto e de R\$ 7.200.000,00 (R\$ 100 x 72.000) em setembro.

No exemplo anterior, ao se dividir a quantidade de energia em MWh pelo número de horas de cada mês (744 e 720 horas, respectivamente), encontra-se o valor de 100 MW para ambos. Portanto, é bastante comum que a quantidade negociada esteja em MW, mais especificamente em MWmédios ou MWmed, para indicar que é uma média no período.

Outro item básico a ser especificado no contrato é o local de entrega da energia, uma vez que esta definição implica diretamente no rateio das perdas de transmissão, assim como, dependendo da situação do armazenamento dos reservatórios e da oferta e da demanda em

cada submercado de comercialização, podem haver preços bastante diferentes entre os submercados.

Os consumidores livres necessitam firmar contratos de compra de energia para o atendimento de 100 % de sua carga. Se isto não ocorrer, ele terá que pagar a energia ao preço do PLD, além de multa por insuficiência de cobertura de consumo. Ao longo do tempo os contratos no ambiente livre ficaram mais sofisticados, passando a incorporar algumas flexibilidades (instrumentos derivativos, no jargão financeiro) como, entre outras, permitir uma faixa de escolha por parte do comprador da quantidade de energia a ser entregue, ou permitir que o comprador exerça o direito de parar ou reduzir substancialmente o consumo durante determinado intervalo pré acordado.

Por outro lado, em mercados de eletricidade competitivos e voláteis, empresas de geração e comercializadoras de energia procuram a certeza em seus custos e rendimentos por meio de práticas e contratos de *hedging* (proteção financeira). Tais atividades envolvem quantificação, monitoramento e controle de riscos no mercado de energia de atacado e varejo, que requerem, por sua vez, ferramentas e metodologias apropriadas de gerenciamento de risco.

O mercado financeiro utiliza-se dos chamados derivativos financeiros como ferramenta de proteção ou seguro, uma vez que os derivativos permitem que um agente financeiro transfira para outro os riscos aos quais não pode ou não deve se expor. No Brasil não se usa derivativos financeiros para eletricidade, e sim derivativos físicos, que inspiram formas mais flexíveis de contratos e implicam na entrega da energia.

Um contrato-a-termo (*forward*) é um dos derivativos mais simples. É um acordo de compra ou venda de um ativo em determinada data futura, por preço especificado (preço de entrega). O contrato-a-termo é um instrumento de garantia de preço tanto para o comprador como para o vendedor, o qual pode ser negociado mediante um contrato particular, não sendo, em geral, negociado em bolsa. No mercado de energia elétrica, os contratos-a-termo são acordos negociados diretamente entre o gerador (comercializador) e o consumidor que fixam o montante e o preço de energia elétrica para entrega futura. Neste tipo de contrato ambas as partes assumem obrigações.

O gerador assume a obrigação de entregar na data futura o montante de energia contratado ao preço de entrega. Da mesma forma, o comprador adquire a energia pelo mesmo preço, independente do preço do mercado de curto prazo. Nesse caso, não existe flexibilidade.

Por exemplo, se o contrato-a-termo tem um preço de R\$100,00, mas se o valor do PLD subir para R\$120,00 na data de entrega, o comprador obtém um lucro de R\$20,00, já que

pode receber a energia e liquidá-la imediatamente na CCEE (se sua compra for superior ao seu consumo). O vendedor que deve entregar a energia, sofre uma perda de igual valor.

O contrato-a-termo flexível é outro derivativo bastante utilizado no mercado de energia elétrica. Assim como o tradicional, ele envolve um acordo entre duas partes para comprar ou vender a energia, numa data futura, por um preço preestabelecido. Porém, existe uma flexibilidade em alguma das variáveis do contrato, de acordo com o desejo de uma ou ambas as partes.

Mais formalmente, flexibilidades contratuais, nesta Dissertação, são entendidas como quaisquer cláusulas pertencentes aos contratos que permitam às contrapartes alterar volume de energia (sazonalização e a modulação), quantidades mensais faturáveis, preços, pontos de entrega, datas ou outros termos e condições em qualquer subperíodo de tempo dentro da vigência do contrato. De fato, a classe de contratos flexíveis é grande o suficiente para absorver quase todos os contratos de energia comercializados no ACL.

Uma das principais flexibilidades é a permissão de uma faixa de escolha por parte do comprador da quantidade de energia a ser entregue (opção de escolha da quantidade). Normalmente, os contratos com essa flexibilidade especificam o intervalo de escolha em mais ou menos um percentual da quantidade contratada.

Por exemplo, considerando uma quantidade contratada de 50 MWmed, o intervalo de escolha pode ser especificado em $\pm 20\%$ dessa quantidade, ou seja, entre 40 (limite inferior) e 60 MWmed (limite superior). Sendo assim, a cada período de apuração (geralmente mensal), o comprador poderá escolher a quantidade que quer comprar entre 40 e 60 MWmed ao preço contratado. Supondo que o comprador tenha de fato uma necessidade de 50 MWmed, por que então ele escolheria uma quantidade de suprimento diferente? Considerando que os preços de curto prazo em um determinado mês estejam abaixo do preço do contrato, o comprador poderia escolher comprar 40 MWmed ao preço contratado e os 10 MWmed restantes a um preço menor que o contratado, gerando uma economia. Ao contrário, considerando que os preços de curto prazo em um determinado mês estejam acima do preço do contrato, o comprador poderia escolher comprar 60 MWmed ao preço contratado e os 10 MWmed de excesso ele venderia no mercado de curto prazo a um preço maior, gerando um ganho adicional. Observa-se então que a opção de escolha da quantidade agrega valor ao contrato.

Muitos outros exemplos poderiam ser construídos nessa linha, porém, o importante é absorver o conceito de porquê os contratos possuem flexibilidades em seu corpo: quase que a totalidade dos contratos de energia que possuem flexibilidades são motivados pela dificuldade na previsão exata da energia a ser consumida ou por alguma restrição de processo de

produção, necessidade de disponibilidade futura de energia sob menores incertezas ou busca de instrumentos para mitigação de riscos. O problema é que, muito mais que os derivativos financeiros, os derivativos dos mercados de energia possuem estruturas extremamente complexas, totalmente dependentes do agente e que podem ser funções de muitas variáveis ou ainda de outros derivativos.

Nos contratos em que uma das contrapartes é um cliente livre não é raro encontrar cláusulas de *Take-or-Pay* (*Pegue ou Pague*). O objetivo dessas cláusulas é assegurar ao vendedor do contrato uma receita mínima, em períodos específicos, geralmente mensais, associada com um requerimento mínimo de consumo faturado imposto ao cliente livre. Desta forma, caso o consumo do cliente livre seja menor que o limite inferior de *Take-or-Pay* ele pagará o valor financeiro associado com a energia desse limite inferior, e terá o direito de liquidar no mercado de curto prazo a diferença entre o limite inferior de *Take-or-Pay* e seu consumo.

Para exemplificar o impacto financeiro das cláusulas de *Take-or-Pay*, considere o exemplo a seguir: suponha um cliente livre que tenha um contrato de energia de 35 MW médios com *Take-or-Pay* mensal de 90% para o ano de 2008 ao preço de R\$ 127,45/MWh. Caso o consumo do cliente livre em determinado mês esteja entre 31,50 e 35 MW médios ele pagará exatamente a quantidade consumida. Caso seu consumo seja de 30 MW médios, ele pagará o montante financeiro associado com 31,5 MW médios e o 1,5 MW médio restante ele liquidará ao PLD vigente no mês. Desta forma, caso o PLD médio mensal em um determinado mês seja maior que 127,45/MWh o cliente livre capturará um ganho por consumir menos que “seu limite inferior”.

Apesar da discussão até o momento inserir essa flexibilidade em um contexto de lógica econômica, o *Take-or-Pay* é uma cláusula que tem origem na incerteza do cliente livre com relação às suas restrições de produção. Por isso ele é utilizado por grande parte dos consumidores como uma maneira de realizar pequenas correções em seus montantes contratados, com a finalidade de ajustar sua contratação de energia à instabilidade de seu processo produtivo. A faixa de *Take-or-Pay* é tão ampla quanto a necessidade do cliente por proteção contra oscilações no consumo com relação às quantidades base contratadas.

Entretanto, essa flexibilidade pode assumir caráter especulativo. A partir do momento em que preços de energia praticados no mercado começam a atingir níveis elevados, podem-se ter mudanças no comportamento dos agentes. Como visto no capítulo anterior, mais precisamente na Figura 24, que trata da evolução do PLD, verifica-se que a partir da segunda metade de 2007 e mais fortemente nos primeiros meses de 2008, houve grande aumento de

preços que refletiu na atitude de alguns agentes de mercado, por pelo menos dois grandes motivos: a energia começou a representar uma parcela relevante de seus custos de produção, mesmo para aqueles que não são eletrointensivos e o benefício de liquidar os excedentes de energia contratada no mercado à vista passaram a ser mais atraentes que a venda de sua própria produção.

Esses fatores fizeram com que muitos clientes livres reduzissem significativamente sua produção ou antecipassem suas paradas para manutenção e férias coletivas nos meses em que o PLD atingiu seu valor teto, minimizando suas compras de curto prazo, ou criando um excedente de energia, dado pelo máximo entre zero e a diferença entre o *Take-or-Pay* e o consumo medido, para ser liquidada no mercado à vista.

Neste sentido, para alguns grandes clientes livres, que têm seu processo produtivo maleável e flexibilidades em seus contratos de energia, é possível ajustar seu consumo de acordo com o perfil dos preços, induzindo uma correlação entre essas variáveis. Desta forma, a principal atividade dos comercializadores de energia deveria ser estudar o processo produtivo de seus clientes e sugerir produtos personalizados que sejam adequados aos seus níveis de aversão ao risco e sua variabilidade de consumo.

Uma das formas possíveis de oferecer produtos mais específicos para os agentes é introduzir o que é chamado no mercado de energia brasileiro de *Take-or-Pay Superior*. Essa cláusula define o máximo de consumo, acima da quantidade nominal de energia, a qual o cliente terá direito de consumir ao mesmo preço nominal do contrato. Desta forma, caso o cliente livre consuma mais que o *Take-or-Pay Superior*, o vendedor, ou não é obrigado a entregar essa energia ou, caso esteja explícito em contrato, ele irá entregá-la a um preço diferenciado, geralmente refletindo o preço *Spot* vigente no período somado a um percentual de ajuste. Assim, enquanto o consumidor consegue também garantir um preço fixo para eventuais aumentos de consumo, o comercializador limita seu compromisso quanto à entrega de energia.

Outro derivativo encontrado nos contratos do mercado livre é a Opção. Trata-se de um contrato onde um dos lados adquire direitos, podendo exercê-los ou não, e o outro assume compromissos relacionados a estes direitos, devendo cumpri-los caso sejam solicitados. Naturalmente, paga-se por este direito um preço, denominado prêmio. No caso de energia elétrica, as opções podem ser interpretadas como um seguro para as flutuações dos preços no mercado *spot*.

Há dois tipos básicos de Opções: a Opção de compra (*call*) e de venda (*put*). A primeira proporciona o direito de adquirir a energia na data de vencimento por um preço fixo,

denominado preço de exercício. Ou seja, se no futuro o preço da energia estiver acima do preço do contrato estabelecido (preço de exercício), o portador da Opção de compra exercerá este direito. A Opção de venda proporciona o direito de vender a energia na data de vencimento pelo preço de exercício.

Existe também o contrato de Opção flexível, no qual a flexibilidade incorporada é a permissão de uma faixa de escolha da quantidade de energia, por parte do comprador, sempre que a Opção for exercida. Normalmente, os contratos com essa flexibilidade especificam o intervalo de escolha em mais ou menos um percentual da quantidade contratada.

O mercado livre de energia brasileiro (ACL) é relativamente jovem, fazendo com que haja pouca literatura específica disponível e dedicada à análise de contratos neste setor. Dentre os trabalhos que discutem mais a fundo o tema, destacam-se os realizados por Takahashi (2008), Torres (2006) e Gomes (2005).

Takahashi (2008) precifica contratos inflexíveis e flexíveis de energia elétrica, com destaque para os dois tipos usados com maior frequência: contrato-a-termo e contrato de Opção. A metodologia de solução empregada na precificação dos contratos foi a construção de *lattice binomial*² baseada nos cenários de PLD. Takahashi conclui que as metodologias clássicas da teoria financeira podem ser muito úteis ao mercado de energia elétrica. Porém, ela ressalta que a aplicação dos modelos desenvolvidos para a área econômico-financeira devem ser adaptados seguindo as especificidades do mercado de energia.

Torres (2006) modela contratos contendo flexibilidades de *Take-or-Pay* utilizando a teoria de Opções de *Black and Scholes*³. Ele realiza análise de risco baseado no VaR^4 e no $CvaR^5$, porém ressalta que é importante incorporar outros fatores dentro dos modelos utilizados para tornar os resultados mais realistas ao mercado brasileiro.

Gomes (2005) utiliza a teoria clássica de opções para derivar o valor agregado das flexibilidades contratuais em contratos celebrados no ACL. Os prêmios das opções foram calculados com base em simulação dos preços *spot* mensais. Ele realizou diversas análises de sensibilidade com relação ao volume das flexibilidades e concluiu que o valor agregado de

2 Lattice binomial é uma técnica para precificar Opções. Em contratos de energia, representa as diferentes trajetórias que podem ser seguidas pelo preço da energia durante a vida do contrato de Opção.

3 Fischer Black e Myron Scholes inicialmente apresentaram a fórmula de Black-Scholes em um artigo em 1973, "The Pricing of Options and Corporate Liabilities". O modelo de Black-Scholes é um modelo matemático de mercado de um ativo, no qual o preço do ativo é um processo estocástico. O conceito fundamental de Black-Scholes é que uma opção é implicitamente precificada se a ação é negociada.

4 VaR – *Value at Risk* sintetiza a maior (ou a pior) perda esperada dentro de um determinado período de tempo sob condições normais de mercado e dentro de determinado nível de confiança. Trata-se de uma medida de risco.

5 $CvaR$ – *Conditional Value at Risk* representa o valor médio das perdas potenciais nos próximos períodos, assumindo que uma porcentagem dos piores casos ocorreram ao longo do período. Também é uma medida de risco.

flexibilidades aos contratos pode chegar a 15% do valor do contrato.

Diante do exposto, verifica-se que o cálculo do preço médio da energia elétrica para o consumidor livre envolve diversos custos, os quais são pagos à concessionária, ao comercializador e à CCEE. Para exemplificar, consideremos o cálculo do custo médio do MWh consumido pela primária YPS em um mês padrão, no qual, por exemplo, em um dos dias desse mês ocorreu o consumo ilustrado na Figura 27. Observação: diante do sigilo contratual pactuado nos contratos bilaterais, não é possível apresentar o valor em R\$/MWh acertado em contrato e muito menos detalhar quais as flexibilidades que o Metrô possui em seus contratos. Deste modo, o exemplo a seguir será composto de alguns cenários hipotéticos.

A Tabela 8 apresenta o perfil de consumo da primária durante o mês de análise:

Tabela 8 - Valores de consumo registrados em YPS

Parâmetro	Valor Aferido no Mês
Demanda na Ponta	14.285 kW
Demanda Fora de Ponta	14.400 kW
Consumo da Ponta	705,6 MWh
Consumo Fora de Ponta	4.400 MWh
Fator de Potência	0,95

Primeiro, consideremos os custos com a concessionária:

- A respeito da demanda, em YPS a demanda contratada é mesma para o período de ponta e fora de ponta: 13.700 kW. Considerando a tolerância de 5%, o limite para que não haja ultrapassagem é de 14.385 kW. Portanto, verifica-se que houve ultrapassagem da demanda contratada. Neste caso, salienta-se que o montante a ser considerado como ultrapassagem é de 700 kW, pois uma vez ultrapassada a demanda, perde-se o direito à tolerância;
- Quanto ao consumo, paga-se a TUSD, também conhecida no jargão do mercado como *tarifa fio*, a qual engloba a remuneração à distribuidora e os encargos específicos do setor. Esta tarifa sofre reajustes anuais, determinados pela ANEEL.

A Tabela 9 apresenta resumidamente os cálculos e montantes a serem pagos na fatura da concessionária:

Tabela 9 - Resumo da fatura da concessionária

Parâmetro	Valor Aferido no Mês	Tarifa	Total
Demanda na Ponta	14.285	19,65	280.700
Demanda Fora de Ponta	14.400	2,64	38.016
Ultrapassagem Fora de Ponta	700	7,92	5.544
Consumo da Ponta	706	25,46	17.965
Consumo Fora de Ponta	4.400	25,46	112.024
COSIP	-	-	11,95
PIS	-	-	8.259
COFINS	-	-	38.042
ICMS	-	-	68.257
Total da Fatura			R\$ 568.818,00

Agora consideremos os custos com a geradora/comercializadora. Diante da impossibilidade de divulgação do preço contratual no qual o Metrô adquire sua energia, assume-se, neste exemplo, o valor de R\$ 135,29, o qual representa o valor médio do PLD para o submercado sudeste no ano de 2008. A Tabela 10 apresenta os montantes envolvidos.

Tabela 10 - Resumo da fatura da geradora/comercializadora

Parâmetro	Valor Aferido no Mês	Tarifa	Total
Consumo total	5.106	135,29	690.737
ICMS			94.191
Total da Fatura			R\$ 784.927,98

Por último, serão analisados os montantes relacionados à liquidação financeira na CCEE. Neste caso, a parcela referente ao saldo entre a energia contratada e o efetivo consumo, o ESS e outras parcelas referentes aos demais ajustes previstos nas regras vêm descritos no relatório CB 006 publicado pela CCEE. Para este exemplo será considerado que o consumo contratado é exatamente o consumido no mês, de modo que o balanço da energia na liquidação é nulo e que não houve montantes referentes aos demais ajustes. Assim, o montante da liquidação fica restrito ao ESS. Como o ESS é diferente a cada mês, refletindo a operação do SIN no respectivo mês, adotaremos o valor médio de ESS praticado ao Metrô no ano de 2008. Assim, para YPS o montante do CB 006 corresponde a R\$26.730,00.

A Tabela 11 apresenta o custo total para o consumo de YPS para o mês em estudo:

Tabela 11 - Consolidação dos custos

Parcelas	Custo Calculado no Mês	Porcentagem no custo total
Concessionária	568.818	41,20%
Geradora/Comercializadora	784.928	56,86%
CCEE	26.730	1,94%
Total dos Custos	R\$ 1.380.476,37	

Conclui-se, portanto, que para este exemplo, o custo efetivo da energia foi de R\$ 270,38 por MWh consumido no mês.

4.3 Comentários Finais

Em função de todos os itens apresentados, pode se concluir que o preço médio da energia elétrica para o consumidor livre é o resultado de 3 parcelas:

- 1º parcela: montante resultante das tarifas aplicadas em função de seu regime de operação, pago à concessionária;
- 2º parcela: montante resultante do consumo em MWh contratado junto à geradora ou comercializadora faturado ao preço de contrato livremente negociado;
- 3º parcela: montante resultante da liquidação financeira da CCEE.

Portanto, conhecer variáveis como o fator de carga, os índices de modulação de energia e demanda, as estruturas tarifárias, os reajustes e as revisões tarifárias, as tarifas de uso do fio, os leilões, a regulação da comercialização da energia elétrica, as tecnologias dos sistemas de medição e de controle para a administração do uso da energia elétrica e, principalmente, realizar minuciosas avaliações dos contratos bilaterais torna-se fundamental para otimizar o custo financeiro da energia elétrica utilizada pelos consumidores livres.

O mercado livre trouxe ao grande consumidor a possibilidade de economizar com os gastos energéticos. Essa possibilidade, vislumbrada por muitos, pode não ser alcançada - e até significar perdas financeiras - na falta de uma gestão eficiente dos riscos na comercialização. A contratação de energia elétrica por consumidores livres com prazos maiores que os atualmente praticados é medida conveniente para o setor, mas envolve, atualmente, riscos decorrentes de impossibilidade de comercialização dos excedentes caso ocorram eventuais

sobras futuras em relação às reais necessidades de consumo.

Uma possível proposta de alteração do Decreto nº 5.163/2004 por parte do Ministério de Minas e Energia, de modo a permitir a comercialização de energia elétrica por consumidores livres, configuraria um novo cenário de oportunidades para o ACL, uma vez que os consumidores livres teriam uma participação mais ativa no mercado e uma maior interação entre os consumidores, evitando sobras e déficits.

A permissão para venda do excedente é vista pelo setor como uma maneira de minimizar as perdas dos consumidores sobrecontratados e ampliar a liquidez do mercado livre, além de aumentar a competição entre os agentes. Se o tema estivesse regulamentado hoje (setembro de 2009), os clientes livres afetados pela crise econômica internacional e que, por isso, amargam sobras de energia em seus contratos, poderiam reduzir os seus prejuízos repassando o excesso para terceiros. Os agentes pleitearam ao governo que os consumidores livres pudessem escolher a maneira que se daria a venda dos excedentes, seja pela CCEE ou em negociações bilaterais. Tal solicitação encontra-se em análise pelo Ministério de Minas e Energia que editou em 1 de março de 2010 a portaria nº 73, a qual divulgou, para efeito de Consulta Pública, proposta de diretrizes para regulamentar a cessão dos excedentes contratuais de energia elétrica dos consumidores livres. Também no Senado, em fevereiro de 2010, a Comissão de Assuntos Econômicos aprovou o parecer sobre o projeto de lei 402/09 do senador Renato Casagrande (PSB-ES) que também trata da negociação dos excedentes. Agora o projeto está em trâmite na Comissão de Infra-estrutura.

Outra das discussões mais avançadas é sobre a unificação dos submercados, que são as divisões do mercado de energia. O objetivo é unificar o Sul com o Sudeste e o Norte com o Nordeste. A principal vantagem da unificação dos submercados é a eliminação do risco de diferença de preços entre as regiões, cujo efeito prático será a redução do valor da energia para os consumidores livres. Hoje, o modelo de transações é complexo. Para que um gerador de São Paulo forneça para um cliente no Paraná, o volume de energia do contrato deve ser liquidado no Sudeste e recomprado no Sul. Conforme a diferença no valor do MWh entre as regiões, o vendedor ganha ou perde na operação. Além do menor custo da energia, a eliminação do risco entre submercados ampliaria a disputa no mercado livre, uma vez que, os consumidores teriam mais opções para contratar a energia (Márcio Sant' Anna apud Bahnemann, 2009).

Enfim, dos itens apresentados nesta Dissertação, maior atenção deve ser dada aos seguintes aspectos:

- incertezas nas demandas e consumo das instalações;

- incertezas nos preços e encargos de uso e conexão;
- portfólios de contratos, prazos e melhores datas para renegociar ou revisar contratos de energia;
- política de incentivo a fontes de geração alternativa;
- vantagens e desvantagens da autoprodução e produção independente;
- perspectivas de comercialização de sobras para consumidores livres;
- impacto da decisão de renovação de concessões sobre geração, transmissão e distribuição de energia;
- mudanças no Decreto nº 5163/2004.

Cabe ainda ressaltar que, tendo em vista que os agentes geradores podem vender tanto no ACR, por meio dos leilões regulados, quanto no ACL, por meio de contratos bilaterais, é intuitivo que os preços nos dois ambientes de mercado sejam relacionados. Por exemplo, se os preços de venda em leilões estiverem superiores às expectativas de preços no ACL, os agentes geradores preferirão vender energia em leilões. Por outro lado, caso os preços do ACL estejam mais atrativos que os do ACR, os agentes geradores migrarão para o Ambiente Livre para vender suas quantidades descontratadas. Dessa forma, como o nível de preços nos dois ambientes define a quantidade de oferta que estará presente em cada um deles, a tendência de preços de um ambiente deve acompanhar a do outro, para que não haja sobre oferta em um e déficit no outro. Distorções nessa relação podem ser observadas em horizontes de curto prazo, no entanto é esperado que para horizontes maiores a relação entre os preços de ACR e ACL respeite um determinado nível de equilíbrio.

CAPÍTULO 5 – CONCLUSÃO

Discussões sobre conceitos e aplicações referentes à gestão do consumidor livre de energia elétrica no âmbito do ACL foram apresentados nesse trabalho, com o intuito de detalhar as ações necessárias para participação no mercado, os riscos e benefícios inerentes a este modelo de comercialização e, assim, transmitir uma visão global da comercialização de energia elétrica.

Os dois primeiros capítulos buscaram explicar o funcionamento do setor elétrico brasileiro, resgatando as raízes da expansão do parque gerador, os modelos de comercialização da energia, as dificuldades enfrentadas e as soluções encontradas. Observou-se que o histórico do setor oscilou diversas vezes entre a estatização e a privatização, apresentando diversos graus de intervenção por parte do Estado.

Em 2004 inicia-se o Ambiente de Contratação Livre (ACL), cujo histórico foi marcado pela grande migração do ambiente cativo para o livre durante o ano de 2005 e também, pelo período de dificuldades para a renovação de alguns contratos em um contexto de escassez de chuvas e altos preços de PLDs durante o início de 2008.

No capítulo 3 foram apresentados os encargos setoriais e demais tributos que incidem sobre a comercialização da energia elétrica. Observa-se grande dificuldade em se prever a carga tributária para o setor, uma vez que nos últimos anos foram criados novos tributos e/ou as alíquotas devidas de diferentes tributos foram alteradas diversas vezes. Deste capítulo pode-se concluir que dentre os encargos e tributos incidentes no segmento de consumo de energia elétrica, especial atenção deve ser dada ao ESS, que se apresenta na forma de uma tarifa (R\$/MWh) atualizada mensalmente pela CCEE e que depende das condições operativas do sistema interligado. Verifica-se, portanto, um comportamento aleatório nos montantes a serem pagos por meio do ESS, o que dificulta bastante a previsão do seu impacto no dispêndio com energia elétrica. A redução desses montantes é fundamental para fazer com que os consumidores brasileiros disponham de energia em condições mais competitivas.

O capítulo 4 mostra que ampliaram-se as formas de contratação da energia, possibilitando a inserção de algumas flexibilidades na negociação. Porém, aumentaram-se consideravelmente os riscos de variação de preços para os agentes do setor. O principal risco neste caso é o de se pagar o preço *spot* de energia (PLD).

Os mercados elétricos estão entre os mercados mais voláteis do mundo. Dentre os fatores que afetam os preços da eletricidade estão a relação entre a oferta e a demanda, os custos de geração, capacidade de transmissão, eventos climáticos e status operacional do

parque gerador. No Brasil esta volatilidade é ainda maior devido à geração de energia ser predominantemente hidráulica e conseqüentemente dependente de condições climáticas e do nível de chuvas.

Como percepções do estudo, observou-se que o modelo atual de comercialização de energia elétrica ainda sofre com o fato de ter adotado um modelo de formação do preço da energia em que o risco hidrológico é uma das principais variáveis a serem consideradas na busca por melhores resultados. Assim, o preço da energia no Brasil não é definido apenas pelo mercado e suas condições de oferta e procura. Além disso, aspectos como a quebra de paradigmas existentes entre vendedores e compradores que ainda estão incorporando as novas oportunidades do mercado, aliados à presença do risco regulatório em função das adaptações do modelo, impactam diretamente no comportamento e consolidação do mercado.

Diante do cenário apresentado, cabe uma reflexão sobre o que representa ser um consumidor livre de energia elétrica, ou seja, aquele que exerce seu direito de escolher outro fornecedor que não o detentor da concessão de serviço público de distribuição de energia. Ao fazer essa opção, conforme preveem os artigos 15 e 16 da Lei 9.074/95, o consumidor deixará de ser atendido pelo serviço público. A essa transação, portanto, não se aplicarão os princípios da universalidade, impessoalidade e transparência. O valor de compra e venda da energia decorrerá da oferta e da procura do produto e da disposição e vontade das partes de fechar o negócio.

Dessa forma, ao consumidor livre é imprescindível a capacidade de articulação para viabilizar a necessária expansão para seu crescimento e a renovação de seus contratos de compra de energia. A cautela também recomenda que se firme acordos com vigência de longo prazo (geralmente superior a cinco anos), o que lhe dá a alternativa de voltar ao serviço público a tempo, se necessário.

Na mesma linha de raciocínio, as políticas públicas no setor energético, por sua natureza, tanto impactam a estrutura de mercado quanto a conduta dos agentes neste mercado. Em particular, cabe ressaltar a importância da ANEEL neste cenário, uma vez que é ela a responsável por estabelecer regras de incentivo à competição, mecanismos que evitem o abuso de preços, a concentração econômica e os desrespeitos à legislação. Embora haja controvérsias sobre algumas intervenções do governo na estrutura e conduta do mercado, é inevitável e indispensável a existência de limites mínimos de regulação e orientação ao mercado e às instituições.

O setor elétrico é complexo: envolve um serviço de utilidade pública, requer elevados investimentos, explora recursos naturais e está na base de todas as cadeias produtivas e de

consumo de nossa sociedade. Portanto, a dinâmica deste setor extrapola a atuação das empresas de energia e interfere em questões de ordem política, econômica, social e ambiental. Ressalta-se a relevância do novo marco regulatório, da maior participação do governo na política setorial e da interação entre agentes públicos e privados para a estabilidade e crescimento deste setor.

É importante que fatores como o mercado, os preços, as tecnologias, as formas de negociação, os vários tipos de regulação, as leis comerciais, as regras, os procedimentos, enfim, todos os aspectos discutidos nesta Dissertação sejam devidamente considerados quando da contratação e administração de consumidores livres. Decisões como o quanto comprar, de qual fornecedor, por qual período e de que forma fazer a aquisição dessa energia é o quebra-cabeça a ser montado pelo agente.

Por fim, a principal contribuição deste trabalho é a sistematização dos principais conceitos e procedimentos necessários à eficiente gestão de consumidores livres de energia elétrica. Diante de um setor dinâmico, cujas novas regras de comercialização de energia encontram-se em fase de consolidação, esta Dissertação reúne informações e sintetiza-as de modo a se tornar um guia básico de consulta sob a ótica dos consumidores livres. Evidentemente não esgota o assunto, porém, contribui para a literatura deste, que ainda é escassa devido às recentes reestruturações do setor elétrico brasileiro.

Como contribuição secundária, este trabalho também exemplifica a relação dos consumidores livres para com os demais agentes do setor elétrico envolvidos na comercialização de energia. Ressalta-se, com exemplos numéricos, a contabilização do custo financeiro total decorrente da participação do agente no ACL, de modo a elucidar alguns pontos de maior complexidade e assim, melhorar o resultado financeiro do consumidor livre.

Desta forma, recomenda-se como trabalho futuro a análise da viabilidade econômica de grandes consumidores, ou seja, os eletrointensivos, partirem para uma atuação mais ampla no mercado de comercialização. Como exemplo, caberia verificar a hipótese do consumidor livre atender parte de sua carga por meio da associação com novos autoprodutores e/ou produtores independentes e dessa forma ajudar a financiar a expansão do parque gerador e conseqüentemente, tornar-se menos vulneráveis às instabilidades dos preços quando da contratação ou renovação dos contratos bilaterais, uma vez que seu conjunto de contratos ficariam mais diversificados.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABRACE, **Relatório Anual ABRACE 2008**. Site: www.abrace.org.br. Acesso em 15/03/2009.

ABRACE. **Abrace Questiona na Justiça Cobrança de ICMS sobre Demanda de Energia**. Site: www.abrace.org.br. Acesso em 24/06/2009 b.

ABREU, Yolanda Vieira de. **A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro: Questões e Perspectivas**. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

ALVES FILHO, João. **Matriz Energética Brasileira. Da Crise à Grande Esperança**. Ed. MAUAD. 2003.

AMIM, Mariana e GISSONI, Simone. **A Autorregulação do Mercado de Energia**. Gazeta Mercantil. São Paulo, 08 de maio de 2009.

ANALO SISTEMAS DE ENERGIA. Site: www.analo.com.br. Acesso em 10/07/2009.

ANEEL. **Agência Nacional de Energia Elétrica**. Site: www.aneel.gov.br. Acesso em 10/03/2009.

ARSESP. **Agência Reguladora de Saneamento e Energia**. Site: www.arsesp.sp.gov.br. Acesso em 10/07/2008.

AES ELETROPAULO. Site: www.eletropaulo.com.br. Acesso em 12/10/2008.

BALTAZAR, Antônio Carlos dos Santos. **Qualidade da Energia no Contexto da Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

BAHNEMANN, Wellington. **Mercado livre de energia vai mudar para ter mais liquidez**. Agência Estado, 10/07/2009.

CANAL ENERGIA. **Canal Energia**. Site: www.canalenergia.com.br. Acesso em 25/05/2008.

CCEE. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. Site: www.ccee.org.br. Acesso em 15/04/2009.

CEMIG. **Companhia Energética de Minas Gerais**. Site: www.cemig.com.br. Acesso em 10/07/2008.

CESP. **Companhia Energética de São Paulo**. Site: www.cesp.com.br. Acesso em 10/07/2008.

CHESF. **Companhia Hidro Elétrica do São Francisco**. Site: www.chesf.gov.br. Acesso em 10/07/2008.

DA SILVA, Edson Luiz. **Formação de Preços em Mercados de Energia Elétrica**. Ed. Doravente Luzzato, 2001.

ELETROBRÁS. **Centrais Elétricas Brasileiras S.A.** Site: www.eletronbras.gov.br. Acesso em 10/07/2008.

EPE. **Mercado de Energia Elétrica 2006 – 2015**. 2005.

FERRARI, Jason Tibiriça. **Análise do Panorama Regulatório Nacional Visando a Inserção das Mine e Microcentrais Hidrelétricas no Mercado de Energia**. Dissertação (Mestrado em Engenharia da Energia) apresentada a Universidade Federal de Itajubá. Itajubá, 2006.

FURNAS. **Furnas Centrais Elétricas S. A.** Site: www.furnas.com.br. Acesso em 10/07/2008.

GANIM, Antônio. **Setor Elétrico Brasileiro. Aspectos Regulamentares e Tributários**. Ed. CanalEnergia. 2003.

GOMES, L.L. **Valor Adicionado aos Consumidores Livres de Energia Elétrica no Brasil por contratos flexíveis: Uma abordagem pela teoria de Opções**. Enanpad. 2005.

GONÇALVES JUNIOR, Dorival. **Reformas na Indústria Elétrica Brasileira: A Disputa pelas “Fontes” e o Controle dos Excedentes**. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Acende Brasil na Imprensa**. Site: www.acendebrasil.com.br. Acesso em 20/07/2009.

ITAIPU. **ITAIPU BINACIONAL**. Site: www.itaipu.gov.br. Acesso em 25/03/2009.

LANDI, Mônica. **Energia Elétrica e Políticas Públicas: A Experiência do Setor Elétrico Brasileiro no Período de 1934 a 2005**. Tese (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

LINHARES PIRES, J. C. **Capacitação, Eficiência e Abordagens Regulatórias Contemporâneas no Setor Energético Brasileiro. As Experiências da ANEEL e ANP**. Ensaios BNDES. Rio Janeiro, 2000.

LUDMER, Paulo. **Despropósitos Elétricos**. Ed. Artliber. 2002.

MACHADO, Antônio Carlos Fraga. **Novas Regras e a Busca de Estabilidade no Mercado Livre**. Seminário 5 anos do Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro. 2009.

ONS. **Operador Nacional do Sistema Elétrico**. Site: www.ons.org.br. Acesso em 23/04/2009.

RECEITA FEDERAL DO BRASIL. **Código Tributário Nacional**. Site: <http://www.receita.fazenda.gov.br/Legislacao/CodTributNaci/ctn.htm>. Acesso em 02/06/2009.

REGO, Erik Eduardo. **Usinas Hidrelétricas “Botox”: Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia**. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

ROSIM, Sidney Olivieri. **Geração de Energia Elétrica – Um Enfoque Institucional das Questões Comerciais no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós – Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, São Paulo, 2008.

SAUER, Ildo Luís (et al). **A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro**. Ed. UFMS. 2003.

TAKAHASHI, Leticia. **Precificação de Contratos Flexíveis de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) apresentada a Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2008.

TORRES, R.C. Avaliação de Portfólios de Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica: Uma Abordagem pela Teoria de Opções. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) apresentada a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2006.