

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO 2003 a 2007: UM ESTUDO
DE CASO – GRUPO EDP – ENERGIAS DO BRASIL**

ADRIANA MARIA DASSIE
matrícula: 102054242

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro

MARÇO 2009

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO
INSTITUTO DE ECONOMIA
MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO 2003 a 2007: UM ESTUDO
DE CASO – GRUPO EDP – ENERGIAS DO BRASIL**

ADRIANA MARIA DASSIE
matrícula: 102054242

ORIENTADOR: Prof. Nivalde José de Castro

MARÇO 2009

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade da autora

Dedico este trabalho a meus pais e minha família
especialmente a minha querida Karyn,
que me levaram a acreditar que era possível

AGRADECIMENTOS

Agradeço ao professor Nivalde José de Castro, pela ajuda com a escolha do tema deste trabalho e pelas orientações que me guiaram até este momento de conclusão da monografia. Agradeço ao professor Helder Queiroz Pinto Jr. pelas aulas da “Economia da Energia” e “Estratégias Empresariais” que me ajudaram a definir o tema deste trabalho.

RESUMO

Este trabalho, em razão da reestruturação da indústria elétrica brasileira e do novo arranjo institucional e regulatório configurado a partir de 2003, analisa as novas estratégias das empresas privatizadas do setor elétrico brasileiro, através de um estudo de caso – Grupo EDP – Energias do Brasil. Para isso, inicialmente estuda o ambiente institucional apresentando as novas regras para o setor, para então analisar quais são as estratégias da empresa, Energias do Brasil, para as três áreas de negócio em que atua: geração, distribuição e comercialização. O resultado do estudo mostra que o Grupo analisado tem sua principal estratégia focada no investimento em geração tradicional e investimentos em energias renováveis. Estes projetos serão desenvolvidos pelo Grupo e também em parcerias com outras empresas. Os recursos para realizar estes investimentos foram obtidos no mercado interno. Conclui-se também que, com as novas regras do setor elétrico brasileiro pós 2003, a verticalização foi proibida, então as empresas tendem a se estruturar sob a forma de *holdings*, visando minimizar os custos de transação e maximizar os ganhos das sinergias das operações ao longo da cadeia produtiva, que eram obtidos quando as empresas atuavam integralmente verticalizadas.

SÍMBOLOS, ABREVIATURAS, SIGLAS E CONVENÇÕES

Instituições, organizações e empresas:

ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Planejamento Energético
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
SEB	Setor Elétrico Brasileiro

ÍNDICE

INTRODUÇÃO	8
1. CAPÍTULO I: FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	11
1.1 A INDÚSTRIA ELÉTRICA.....	11
1.1.1 <i>O Produto Eletricidade</i>	<i>11</i>
1.2 MONOPÓLIO NATURAL	12
1.2.1 <i>A Indústria de Energia Elétrica e os Monopólios Naturais</i>	<i>13</i>
1.3 INDÚSTRIA DE REDE	13
1.4 INTEGRAÇÃO VERTICAL	15
1.5 A TEORIA DOS CUSTOS DE TRANSAÇÃO	16
1.6 CONCLUSÕES	18
2 CAPÍTULO II: A INDÚSTRIA ELÉTRICA BRASILEIRA.....	19
2.1 O SETOR ANTES DA REFORMA	20
2.1.1 <i>Características da Estrutura Produtiva Antes da Reforma</i>	<i>21</i>
2.1.2 <i>A Crise no Setor</i>	<i>22</i>
2.2 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	23
2.2.1 <i>O Contexto para a Reforma</i>	<i>23</i>
2.2.2 <i>A Primeira Reforma do Setor Elétrico Brasileiro</i>	<i>25</i>
2.2.3 <i>As Falhas da Reforma</i>	<i>29</i>
2.3 A REFORMA DA REFORMA.....	30
2.3.1 <i>As Bases do Novo Modelo.....</i>	<i>30</i>
2.4 CONCLUSÕES	34
3 CAPÍTULO 3: AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS: UM ESTUDO DE CASO.....	35
3.1 POR QUE SE ESTRUTURAR SOB A FORMA DE HOLDING?	35
3.2 ENERGIAS DO BRASIL	38
3.3 OS ANOS MAIS IMPORTANTES PARA A ENERGIAS DO BRASIL	40
3.4 ESTRATÉGIAS DO GRUPO	42
3.4.1 <i>Geração.....</i>	<i>43</i>
3.4.2 <i>Comercialização.....</i>	<i>46</i>
3.4.3 <i>Distribuição.....</i>	<i>49</i>
3.4.4 <i>Conclusões</i>	<i>52</i>
CONCLUSÃO	54
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	56

INTRODUÇÃO

No Brasil, assim como nos países desenvolvidos, o sucesso e a expansão da indústria elétrica basearam-se na constituição de monopólios naturais verticalizados, com tarifas reguladas pelo custo dos serviços, modelo que, grosso modo, prevaleceu a partir da II Grande Guerra até a década de 80.

A partir da década de 90 teve início um processo de reformas institucionais e alterações na estrutura produtiva da indústria de eletricidade brasileira, motivado basicamente pela perda de consistência do padrão de financiamento dos setores de infra-estrutura, baseados e centrados em recursos públicos, diretamente derivado da crise fiscal que emerge no mundo na década de 80. Desta forma, a crise econômica do Estado brasileiro leva a uma ampla reformulação do setor elétrico. Esta reformulação foi baseada no modelo inglês, cuja reforma já tinha sido implementada (SANTOS, 2004).

A principal mudança fica centrada no papel do Estado que altera sua forma de participação: de empresário passa a ser regulador, fiscalizador e formulador de políticas. Vale assinalar, com destaque, que a busca de instrumentos para mitigar a crise fiscal do Estado, norteada pela simplificada fórmula de reduzir despesas e aumentar receitas, levou a adoção de um profundo processo de privatização dos ativos públicos dos setores de infra-estrutura. O SEB foi assim submetido a este processo, estando nesta estratégia a criação da Aneel (Agência Nacional de Energia Elétrica) e a desverticalização das empresas públicas para estimular a concorrência nos segmentos onde fosse possível.

Como consequência da reforma surgem mudanças na estrutura industrial, nas formas de propriedade e na regulação do setor. Isto leva a reflexões importantes sobre qual o tipo de desenho institucional que deve ser adotado, sobre as relações entre o órgão regulador e as empresas reguladas e de como será a evolução da estrutura de mercado neste novo contexto.

O objetivo do trabalho é analisar as mudanças institucionais ocorridas no Setor Elétrico Brasileiro (SEB). O período escolhido para análise é 1997-2007, pois é neste período que são tomadas importantes decisões relacionadas à reestruturação do SEB. Este processo buscou implementar mudanças em relação à primeira reforma ocorrida na década de 90. Os pilares fundamentais do modelo foram mantidos, a saber: competição, onde possível;

regulação, onde necessário e garantia da expansão com predomínio do capital privado. As mudanças ocorreram no âmbito do último pilar citado que passou a contar com dois planos setoriais: o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) e o Plano Decenal de Expansão (PDE), como forma de estabelecer garantias para a expansão da capacidade de geração (CASTRO e FERNANDES, 2007). Além de analisar essas mudanças o trabalho também analisa os efeitos dessas mudanças nas estratégias organizacionais e competitivas adotadas pelos grandes grupos empresariais que atuam no setor elétrico. Para realizar esta análise é feito um estudo de caso, e a empresa escolhida foi a Energias do Brasil. A escolha se justifica pelo fato da Energias do Brasil possuir as características que são comuns a boa parte das empresas que atuam no setor: ser uma empresa internacional, estar estruturada sob a forma de *holding* e atuar, através de suas controladas, em mais de um segmento da cadeia de produção (geração, distribuição e comercialização).

Os conceitos básicos que fundamentam o referencial teórico da análise estratégica foram definidos a partir de pesquisa bibliográfica, abordando-se autores relevantes como Coase (1937) e Williamson (1975, 1985, 1996), para a conceituação de estratégia em termos gerais. No âmbito da indústria elétrica foram considerados os autores como Pinto Jr. (2007) e Castro (1998, 2002, 2008).

Para a análise das alterações da indústria elétrica brasileira, a pesquisa envolveu *sites*, artigos em revistas e jornais especializados, além de acesso a relatórios do Ministério de Minas e Energia (MME). A análise dos dados da empresa, eleita para estudo de caso, foi realizada a partir dos relatórios anuais publicados no *site* do Grupo.

A monografia está dividida em três capítulos, além da introdução e da conclusão. No primeiro capítulo, realiza-se uma análise da literatura que trata das estratégias de organização das empresas. São apresentadas a teoria que explica a organização das empresas antes (empresas verticalizadas) e depois (as *holdings*) da reforma do SEB.

O segundo capítulo trata da organização do SEB. A maneira como estava organizada a indústria antes da primeira reforma na década de 90. Em seguida faz uma avaliação do novo modelo que foi implementado na década de 90. Aborda-se, neste ponto, as falhas deste modelo e quais foram as propostas de mudanças para uma nova reforma que começou a ser realizada no ano de 2003.

Finalmente no último capítulo, é feito o estudo de caso com o Grupo Energias do Brasil. Através dos dados coletados no endereço eletrônico, foi possível analisar quais foram suas estratégias em cada ramo de atuação. Além disso, também se buscou explicar de que maneira a empresa reorganizou sua estrutura societária, no Brasil, para que pudesse ao mesmo tempo atender as novas regras do setor e manter-se competitiva.

A principal conclusão do trabalho é que, devido às características da indústria elétrica, atuar de forma verticalizada é a melhor forma de alcançar a eficiência econômica. Isto porque a integração vertical aumenta a possibilidade de obtenção de ganhos de eficiência, na medida em que a empresa pode obter ganhos expressivos de escala e escopo e a possibilidade de reduzir os custos de transação, particularmente quando a integração envolver ativos específicos, como é o caso do setor elétrico. Porém como o novo modelo do setor obriga a desverticalização porque esta forneceria uma base para que os geradores pudessem competir entre si de forma justa, asseguraria que uma parcela suficiente do mercado atacadista de energia pudesse ser livremente acessado por todos os geradores e forneceria condições atrativas para a entrada de novos geradores. Uma solução encontrada para contornar os desafios que a desverticalização colocaria as empresas foi organizar-se sob a forma de *holding*, buscando-se desta forma se apropriar de sinergias, externalidades e ganhos de produtividade intra grupo que as brechas legais do Novo Modelo permitem.

1. CAPÍTULO I: FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem como objetivo apresentar um resumo das principais teorias de estratégias empresariais, com destaque para a teoria de custos de transação. A qual auxiliará no entendimento das estratégias adotadas pelas empresas do setor elétrico brasileiro (SEB), após sua reestruturação.

Também serão apresentados outros conceitos teóricos como: integração vertical, indústria de rede e monopólio natural.

1.1 A Indústria Elétrica

A indústria elétrica é caracterizada como uma indústria de rede e monopólio natural, ou seja, é geradora de externalidades, necessita de escala e articulação em torno da infraestrutura dos diferentes tipos de serviços de coordenação da rede. Além disso, por se tratar de uma indústria regulada está sujeita ao risco da regulação não estabelecer uma tarifa que remunere seus investimentos adequadamente.

Esta indústria apresenta algumas especificidades técnico-econômicas como a necessidade de antecipar o comportamento da demanda e possuir sobrecapacidade planejada, tanto da produção quanto do transporte de energia elétrica. Adicionados aos volumes elevados de investimento e longos prazos de maturação, essas especificidades explicam a importância da coordenação dos diferentes operadores do sistema elétrico com a finalidade de reduzir custos e garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema (PINTO Jr., 2007)

1.1.1 O Produto Eletricidade

Energia é a propriedade de um sistema que lhe permite gerar trabalho. Pode ter várias formas: potencial, mecânica, química, calorífica, elétrica, etc. Estas várias formas de energia podem ser transformadas uma nas outras. Energia elétrica, ou eletricidade, é como se designa os fenômenos em que estão envolvidas cargas elétricas.

A energia elétrica pode ser gerada a partir de fontes renováveis de energia, como a água para gerar hidroeletricidade, a força dos ventos, do sol e da biomassa. Mas também pode ser gerada por fontes não-renováveis, com a utilização de combustíveis fósseis e nucleares.

A principal característica do produto eletricidade é que ele não pode ser estocado, resultado da simultaneidade de dois processos: geração e utilização. Se estes processos não ocorrerem de forma contíguas no espaço e no tempo, então este sistema passa a contar com mais dois processos: a transmissão e a distribuição.

De acordo com Pinto Jr. (2007), o produto eletricidade pode ser caracterizado como:

“A energia elétrica é um fluxo e, mais do que isso, uma forma de energia para a qual não se tem uma tecnologia economicamente viável que permita a sua estocagem em grandes volumes. Portanto, o que caracteriza o produto eletricidade é o fato de que ele é um fluxo não-estocável.” (p.130)

Gerar, transmitir e distribuir são as etapas da cadeia produtiva da eletricidade. A geração é a parte da atividade mais intensiva em capital e, os investimentos nesta etapa têm longo prazo de maturação.

Não-estocabilidade e interdependência sistêmica são os atributos físicos que definem o binômio produto/processo relacionados à eletricidade.

1.2 Monopólio Natural

A teoria econômica denomina de monopolista ao vendedor único de determinado bem ou serviço para um mercado bem definido. Nesta situação, pelo ofertante ser único, o seu poder de determinar o preço de mercado é grande.

Um monopólio é dito natural em situações nas quais há presença de economias de escala na faixa de produção (a presença de economias de escala implica custos médios decrescentes, ou seja, custos unitários menores para maiores volumes de produção). Em situações de monopólio natural o mercado não suporta mais do que uma única empresa. Os custos para se produzir uma dada quantidade são menores se a produção for feita por uma única empresa, em detrimento da outra. Essa propriedade conhecida como subatividade (uma função de custo é subaditiva quando o custo de produzir o todo é menor que a soma dos custos de produção das partes) pode ser expressa da seguinte forma (BRITO, 2002):

$$x^* = x_1 + x_2$$

Onde x^* , x_1 e x_2 são quantidades de um mesmo produto. Teremos então um monopólio natural se graças à hipótese de subatividade da função de custo for verdade que:

$$C_a(x^*) < C_b(x_1) + C_c(x_2) \quad (1)$$

Onde C representa a função custo e a , b e c , representa três empresas distintas. A condição necessária e suficiente para que (1) seja verdadeira é que haja economias de escala em toda a cadeia produtiva. Então, em regime de monopólio, os preços devem ser regulados pelo poder público, com a finalidade de se evitar a apropriação de lucros extraordinários pela firma monopolista.

1.2.1 A Indústria de Energia Elétrica e os Monopólios Naturais

As empresas, em situação monopolística, além de realizarem a produção de eletricidade também são responsáveis pela sua transmissão para as distribuidoras ou diretamente para os consumidores finais (SANTOS, 2004).

A transmissão e a distribuição de energia elétrica são consideradas monopólios naturais, pois o mesmo conjunto de cabos e equipamentos de uma instalação de transporte de energia pode atender a mais de uma empresa. A presença de economias de escala, neste segmento, justifica a existência de monopólio natural.

O segmento de geração também já foi considerado um monopólio natural, pela utilização de plantas geradoras maiores e mais eficientes. Isso, porém se justifica em usinas hidrelétricas com grande potencial de geração. Na medida em que vai ocorrendo uma diversificação das fontes geradoras de energia e a construção de grandes usinas hidrelétricas está limitada, seja por fatores ambientais ou econômicos, o conceito de monopólio natural, na geração, está sendo abandonado, posto que não é mais economicamente tão significativo.

1.3 Indústria de Rede

Indústria de rede é um caso especial de monopólio natural, segundo Pinto Jr. (2007):

“Conceitualmente, a rede é um conjunto de lugares geográficos interconectados formando um sistema composto por certo número de inter-relações entre os agentes econômicos. Em outras palavras, as indústrias de rede exploram a multiplicidade de relações transacionais entre os agentes econômicos situados em diferentes pontos ou nós da rede, envolvendo um princípio de organização espacial e territorial.” (p.165)

Três elementos contribuem para a formação da indústria de rede: a existência de externalidades, a importância das economias de escala e, a articulação em torno da infraestrutura propriamente dita.

No caso de existir externalidade de rede, isto significa que, o benefício de um usuário depende do número de usuários ligados à rede. Porém como acontece em todos os casos de externalidades, trata-se de um problema de falha de mercado: um consumidor não pode

remunerar o outro pelo benefício da adesão a rede, então pode não se alcançar uma expansão eficiente da rede. Para garantir um nível adequado de interconexão será necessário que haja regulação do setor (PINTO Jr., 2002).

Além disso, o fato das redes apresentarem economias de escala, também há necessidade de regular a entrada de novos agentes. Pois isto levaria a uma duplicação da infra-estrutura o que acarretaria uma elevação de custos e a perda de bem-estar, uma vez que a duplicação seria ineficiente.

E por último a regulação se justificaria pelo fato das redes estabelecerem uma conexão direta entre os consumidores e as empresas que administram estas redes. Estas últimas poderiam estar se apropriando de rendas extraordinárias.

Segundo Brito (2002) as principais características da indústria de rede podem ser sintetizadas por:

1. A presença de um grau elevado de compatibilidade e complementaridade técnica entre os agentes e as atividades por eles realizadas.
2. A existência de um grau elevado de integração de atividades produtivas ao nível da rede, devido á presença de externalidades técnicas, pecuniárias e de demanda.
3. A geração de externalidades tecnológicas e outros tipos de ganhos relacionados ao progresso técnico, devido à variedade de empresas inseridas nesses arranjos e à complementaridade entre as respectivas competências.
4. A consolidação de uma infra-estrutura particular que conforma tais sistemas, a qual implica certo grau de irreversibilidade quanto a investimentos realizados por agentes que a eles se integram. (p.349)

Então, a indústria com esta forma de organização é dependente de redes ou malhas para transportar sua mercadoria até o consumidor. Como exemplos podem ser citados a indústria de energia elétrica e de gás natural. Ambas com necessidade de equilíbrio a curto prazo entre oferta e demanda, devido a dificuldades técnicas de armazenamento de seus produtos e cujas transações necessitam dispor de um conjunto de meios de informação e comando para serem controladas (OLIVEIRA, 1999).

Os modelos de organização das indústrias de rede podem ser divididos em monopólio verticalmente integrado, integração vertical com concorrência na produção e desverticalização completa, como é o caso da indústria elétrica brasileira, com concorrência na geração e

distribuição e monopólio na transmissão, com exceção de algumas empresas que atuam no segmento de geração e transmissão, como é o caso de Furnas, Chesf e Eletronorte.

1.4 Integração Vertical

A verticalização ocorre quando a empresa assume o controle sobre diferentes etapas do processo produtivo. A integração vertical é, portanto, a atuação em mais de uma etapa do processo de transformação de insumos em produtos finais.

Muitas vezes, a transformação de insumos em produtos, dada à complexidade do processo produtivo não ocorre de maneira linear, podendo diversas etapas convergir para uma etapa particular do processo, ocorrendo ligações convergentes entre os mesmos, ou, determinada etapa oferecer insumos a serem utilizados sequencialmente em distintos processos, ocorrendo ligações divergentes entre estas.

Há dois tipos de integração vertical: a integração para trás (*upstream*), que significa à entrada em etapas anteriores do processo produtivo; e a integração para frente (*downstream*), que significa a entrada em etapas posteriores. Porém existem diferenças entre estes dois tipos de integração. A primeira é de que se o produto for originariamente gerado pela empresa, a integração para trás não modifica a natureza do mesmo, o que não acontece no caso da integração ser para frente, pois intensifica o processo de elaboração aproximando-o da etapa de geração do produto final. A segunda diferença implica, no caso da integração para frente, o envolvimento em atividades não estritamente industriais, vinculadas à distribuição/comercialização do produto final. E, a terceira diferença é de que enquanto a integração para trás eleva o valor agregado do produto, mas não altera seu preço e nem a receita obtida ao longo do processo, a integração para frente modifica tanto o valor agregado como também o preço e a receita do produto final (BRITO, 2002).

Existe uma série de fatores que levam ao processo de integração vertical. Em primeiro lugar podemos destacar os fatores de ordem técnica: (1) desequilíbrios entre as diferentes etapas do processo produtivo; (2) externalidades tecnológicas; (3) necessidade de aglutinar novas competências e, (4) necessidade de equilibrar uma cadeia de produção que comporta diferentes etapas do processo produtivo.

Em segundo lugar podemos destacar os fatores que se referem à eficiência econômica. Entre eles: (1) redução de custos de produção, consequência da integração vertical; (2) possibilidade de obter ganhos de eficiência; (3) possibilidade de reduzir custos de transação e,

(4) possibilidade de aumentar os níveis de segurança da empresa no provimento de insumos críticos (BRITO, 2002).

Em terceiro lugar destacam-se os fatores relativos ao processo competitivo nas indústrias de atuação da empresa. As empresas podem ser compreendidas como uma estrutura de governança, onde são realizadas transações. Indústrias organizadas sob a forma de oligopólio homogêneo apresentam maior grau de integração vertical. A lógica competitiva é que a exploração de mercados cativos pode representar uma importante vantagem competitiva em face de concorrentes com menor grau de integração. Além de criar uma proteção contra a concorrência potencial de novos produtores (HART, 1993).

A contenção de custos causada pela integração vertical é consequência da redução do número de etapas do processo de produção, da redução do custo de transporte, do melhor controle das programações, da redução da necessidade de informações, da diminuição de custos de transação e por menores custos provenientes de relações estáveis. A integração ainda permite que uma atividade da empresa que seja mais lucrativa financie segmentos menos lucrativos. Com a integração vertical, a firma aumenta a taxa de lucro e é possível a obtenção de economias de escala e de escopo (FREITAS, 2003).

A integração vertical foi uma estratégia que dominou a indústria elétrica desde o seu surgimento em fins do século XIX e início do século XX. Porém nos últimos anos esta indústria vem passando por reformas, as quais estão impondo um novo modelo onde a integração vertical não é mais permitida, como é o caso brasileiro, a fim de aumentar a concorrência. Neste novo modelo as empresas vêm buscando novas formas de se organizarem com o objetivo de se manterem competitivas ao mesmo tempo em que procuram atender as exigências dos órgãos reguladores.

1.5 A Teoria dos Custos de Transação

A teoria dos custos de transação (TCT) foi desenvolvida inicialmente por Coase (1937) e posteriormente ampliada por Williamson (1975, 1985, 1996). A TCT pode ser classificada, do ponto de vista da história econômica, como um novo segmento da economia institucional, área do conhecimento econômico que é uma importante ferramenta para compreender a questão da competição no setor elétrico e das mudanças institucionais que acompanharam a estas mudanças.

Ronald Coase, em 1937, escreveu um artigo cujo título era *The Nature of the Firm*, este trata da estrutura de governança da firma. Coase aponta para o fato de que a firma e o

mercado são modos alternativos de se organizar as mesmas transações. Parte da produção pode ser realizada por ela mesma (internamente) ou ser realizada no mercado o que exigiria uma série de contratos e garantias, para que não venha acontecer frustrações em relação aos resultados. (WILLIAMSON e WINTER, 1993). Antes dessa publicação, a economia tratava apenas dos custos de produção, negligenciando o fato de que havia custos importantes associados às transações econômicas (FIANI, 2002).

Os custos de transação podem ser considerados como “os custos de se negociar, redigir e garantir o cumprimento de contratos” (Fiani, 2002 p. 269). Isto quer dizer que na teoria dos custos de transação, existe assimetria de informação, ou seja, as partes envolvidas nos contratos não conhecem todas as características relacionadas ao objeto que está sendo contratado. Não havendo simetria de informação, um conjunto de hipóteses é elaborado para tornar os custos de transação significativos: racionalidade limitada, um ambiente com complexidade e incerteza, atitudes oportunistas e especificidades dos ativos. Portanto, a economia dos custos de transação é uma importante ferramenta para a compreensão da relação entre as características da transação e as várias estruturas de governança (JOSKOW, 1991).

O comportamento humano ainda que seja intencionalmente racional, enfrenta limitações. Se este fosse ilimitado, os contratos poderiam incorporar cláusulas que antecipasse qualquer situação que por ventura venha ocorrer no futuro. Esta limitação, porém, só é significativa em ambientes de complexidade e incerteza. Em ambientes complexos descrever todas as decisões que devem ser tomadas é uma tarefa muito custosa, impedindo os agentes de prever antecipadamente o que se deve fazer em cada situação.

As atitudes oportunistas existem porque há uma propensão dos indivíduos de transmitirem apenas parte das informações, a parte que lhes interessa, ou efetuarem promessas que não poderão cumprir com o objetivo de se favorecerem. O oportunismo é um modo de o indivíduo manipular a assimetria de informações a seu favor. Racionalidade limitada, ambiente complexo e incerteza geram as condições que levam os agentes a adotarem práticas oportunistas (FIANI, 2002).

A questão relacionada à especificidade dos ativos diz que uma vez feito um investimento em um ativo específico, vendedor e comprador passam a se relacionar de forma exclusiva. Ou seja, há apenas um fornecedor deste insumo para uma única empresa compradora. A especificidade dos ativos pode ser: (i) de localização, uma vez estabelecida torna alto o custo de transporte. Uma subestação de distribuição de energia elétrica, por

exemplo; (ii) física, características de desenho que não se aplica em uma utilização alternativa, como dos produtos sob encomenda; (iii) de capital humano, que se originam nos processos de *learning – by – doing* (aprender fazendo), e (iv) de ativos dedicados, onde o fornecedor faz investimentos na perspectiva de vender uma grande quantidade para um cliente, por exemplo fornecedores de autopeças (FIANI, 2002).

1.6 Conclusões

Neste capítulo foram apresentadas as abordagens teóricas de monopólio natural, integração vertical e teoria de custos de transação. A estrutura monopolista da indústria elétrica encontra suas bases teóricas nos trabalhos sobre monopólio natural (PINTO Jr., 2007). A integração vertical foi uma estratégia dominante por muitos e muitos anos na indústria elétrica, do pós-guerra até o início dos anos 80. Este modo de organização garantia fortes barreiras à entrada de novos agentes, ao mesmo tempo em que proporcionava lucros e riscos médios para as empresas, uma vez que os segmentos mais arriscados são compensados pelos segmentos menos arriscados.

A integração vertical, no entanto, vem sendo substituída por outra estratégia, em razão das mudanças pelas quais vem passando a indústria elétrica não apenas no Brasil, mas como em boa parte dos países desenvolvidos. Nesta nova estratégia, no caso do setor elétrico brasileiro, onde a verticalização é proibida, as empresas tendem a se estruturar sob a forma de *holdings*, visando minimizar os custos de transação e maximizar os ganhos das sinergias das operações ao longo da cadeia de produção. (LEITE & CASTRO, 2008).

No próximo capítulo será analisado o processo de reformas implementadas no setor elétrico brasileiro (SEB), nos anos 90 e 2000. Será a partir dessas reformas e dos modelos adotados no setor que se poderá explicar as estratégias que as empresas estão adotando para que possam atender ao mesmo tempo desenvolver suas estratégias e atender as exigências do novo modelo do SEB.

2 CAPÍTULO II: A INDÚSTRIA ELÉTRICA BRASILEIRA

A indústria de energia elétrica pode ser conceituada, de maneira geral, como um grupo de empresas que produz, transporta, distribui e comercializa energia elétrica. Para realizar estas funções, as empresas recebem do Estado um direito de exploração através do instrumento jurídico de concessão ou autorização.

O fornecimento de energia elétrica é considerado um serviço de utilidade pública, portanto cabe ao Estado o direito de conceder e autorizar o fornecimento deste serviço, bem como permitir a iniciativa privada o direito de atuar nesta indústria.

No Brasil, assim como nos países industrializados, o modelo de organização baseado em monopólios verticalizados, com tarifas reguladas pelo custo do serviço, foi a base de sucesso da expansão da indústria elétrica (PINTO Jr., 2007). Este modelo de organização mais a estrutura de financiamento, baseada no autofinanciamento, financiamento interno e financiamento externo prevaleceu até a década de 80. Quando a crise financeira internacional reduziu os fluxos de crédito e aumentou as taxas de juros encarecendo os serviços da dívida das empresas a sustentabilidade deste modelo ficou inviável.

Nessas condições o modelo então existente torna-se insustentável e fica evidente a necessidade de se implementar uma profunda reforma no setor. Esta reforma tem início na década de 90, junto com os programas de estabilização macroeconômicas e reforma do Estado que também ocorreram neste período.

O SEB passou por profundas transformações a partir de 1990. A principal transformação diz respeito à composição e controle da propriedade do capital: o capital privado, nacional e internacional, substituiu o capital estatal.

O marco inicial dessas transformações se deu em 1988 com a promulgação da nova Constituição do Brasil. Esta abriu precedente para que novas licitações para empresas de capital privado fossem realizadas, desregulamentando (liberando progressivamente os mercados, via redução de barreiras institucionais à entrada de novos agentes) o acesso do capital privado neste setor, até então controlado pelo Estado e cujo planejamento cabia a Eletrobrás.

Sob a justificativa de que um novo modelo, baseado na competição, ampliaria a oferta de eletricidade, além de oferecer melhor qualidade dos serviços com menores tarifas, uma profunda reforma foi implementada. E, em 1994, com a venda em leilão de uma empresa concessionária de distribuição de energia elétrica, a Escelsa, o processo de privatização efetivamente começou (CASTRO e FRANCESCUTI, 1998)

Os objetivos almejados com a privatização não foram satisfatórios. Pode-se começar citando os baixos valores alcançados com as concessões, diante do valor econômico das empresas. As promessas de ampliação de oferta, qualidade, confiabilidade e preços compatíveis com a realidade não se realizaram (SAUER, 2002).

Do ponto de vista dos investimentos no segmento de geração, principalmente, houve queda tanto em razão do próprio modelo de política econômica adotado, quanto pela falta de um planejador central para o setor.

As falhas do novo modelo ficaram evidentes com o racionamento de energia imposto em maio de 2001 (PINTO Jr., 2007). A partir de 2003 um novo processo de reestruturação é iniciado, com o objetivo de implementar mudanças importantes em relação ao modelo de 1998 (CASTRO e FERNANDES, 2007).

Visando entender estas mudanças, a seguir será apresentado o SEB, antes e depois das reformas.

2.1 O Setor Antes da Reforma

A partir dos anos 50, de forma mais acelerada e segundo uma nova lógica de estruturação os investimentos privados foram sendo progressivamente substituídos pelos investimentos públicos. O Estado passou a intervir no setor em razão do baixo interesse do capital privado de arcar com grandes investimentos de baixa rentabilidade, além do fato do processo de industrialização, que passou a receber prioridade da política econômica, que havia se iniciado na década anterior (CASTRO e FRANCESCUTI, 1998).

A intervenção estatal resultou em uma nova estrutura produtiva para o SEB, formalizada com o Plano Nacional de Eletrificação (1954) e principalmente com a constituição da Eletrobrás, em 1962, consolidando o início de uma nova fase de desenvolvimento para o setor. Nesta fase, final do governo Juscelino Kubitschek (1956-1961) e o ano de 1967, é que vai amadurecer a nova estrutura desenvolvida para planejar, fiscalizar e regular os serviços de energia elétrica que permanecerá até os anos 90.

2.1.1 Características da Estrutura Produtiva Antes da Reforma

Em 1930, a maior parte das atividades relacionadas à energia elétrica se encontrava concentrada nas mãos de duas empresas estrangeiras. A Amforp (American & Foreign Power Co.) e a Light, esta última dominava os dois principais centros econômicos do país na época: Rio de Janeiro e São Paulo (BNDES, 2002).

As mudanças ocorridas com a revolução de 30 iniciaram uma nova fase na ordem política do país. A redefinição do papel do Estado fez-se pelo crescente intervencionismo na esfera econômica. No que se refere à indústria elétrica esta intervenção se manifestou pela criação do Código de Águas, pelo Decreto 24.643, de 10 de julho de 1934. Com a edição do código a União passa a deter a competência de legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica (PINTO Jr., 2007). As novas regras determinavam que a remuneração dos investimentos fosse feita pelo custo histórico, este que também era a base para o estabelecimento das tarifas de energia elétrica.

Na década de 40, após o fim da Segunda Guerra Mundial, a quantidade de energia ofertada era insuficiente para atender o crescimento da demanda. Este desequilíbrio é consequência, pelo lado da demanda, da urbanização acelerada e do desenvolvimento industrial que faz crescer a demanda por bens duráveis. Pelo lado da oferta havia a dificuldade de importar equipamentos para manutenção e expansão dos serviços (CASTRO e FRANCESCUTI, 1998).

Essa crise fez com que o Estado assumisse um novo papel, além de regulador também passou a ser produtor. No âmbito dos governos estaduais, o Rio Grande do Sul foi o responsável por desenvolver o primeiro plano de eletrificação regional e a criação da Comissão de Energia Elétrica do Estado (CEEE). O governo federal, sob o comando do então presidente Getúlio Vargas, criou a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF), em 1945.

Além dessas, outras intervenções foram feitas pelo estado: a criação da Comissão de Nacionalização das Empresas Concessionárias de Serviços Públicos (Conesp), em 1962 e a criação da Eletrobrás no mesmo ano, com atribuições de planejar e coordenar o setor, desempenhar o papel de *holding* e administrar os recursos financeiros. (BNDES, 2002)

Segundo Castro e Francescuti (1998), a posição da Eletrobrás foi fundamental para a consolidação da nova estrutura produtiva do setor elétrico. Ela também foi o principal instrumento utilizado pelo governo militar para reforçar a presença do Estado neste setor da economia.

A preferência pela opção hidráulica em detrimento da termoeétrica, que, mesmo representando maiores custos fixos na etapa de construção, revelou-se a mais acertada, a médio e longo prazos e a construção de grandes usinas geradoras com alcance regional, visando atender os grandes centros consumidores, fizeram parte da nova estrutura produtiva que a Eletrobrás ajudou a criar.

E, no seu papel de *holding* estatal, controlava grandes empresas públicas e suas subsidiárias, responsáveis pela geração e transmissão de eletricidade. A distribuição ficava a cargo de empresas estaduais, cujo capital era dividido entre a Eletrobrás e os governos de cada estado da federação.

E, no que se refere ao financiamento, este ficou atrelado a várias fontes de recursos, entre os quais: impostos, tarifas, empréstimos compulsórios e empréstimos obtidos no sistema financeiro internacional. Este modelo de financiamento mostrou-se eficiente até a década de 80, a partir de então ele irá se deteriorar, cujas razões para isso veremos mais adiante.

2.1.2 A Crise no Setor

Após um período de grandes investimentos na década de 70, apoiado em três pilares: autofinanciamento, financiamento interno e financiamento externo, o setor elétrico se depara com o deterioramento do modelo de financiamento do setor nos anos 80. O esgotamento da política de financiamento do setor, que se iniciou no final da década de 70 e se prolongou durante a década de 80, identificado no baixo nível tarifário e na eliminação progressiva das fontes de financiamento do setor, revelou a necessidade de se construir um novo modelo para o setor, com novas relações entre os agentes participantes do setor e, a adoção de uma nova estrutura de financiamento para a expansão do SEB (CASTRO & FRANCESCUTI, 1998).

A nova orientação da política econômica brasileira, definida a partir do governo Geisel, modificou o perfil de financiamento do setor. A partir das novas orientações os empréstimos externos superariam os recursos gerados pelo próprio setor, como vinha ocorrendo até 1974 (SANTOS, 2002).

A economia brasileira se manteve em um patamar mínimo de crescimento enquanto as condições de liquidez do sistema financeiro internacional eram favoráveis. No entanto, com o segundo choque do petróleo, ocorrido em 1979, e o prenúncio de crise no sistema financeiro internacional, novos obstáculos surgiram prejudicando a estratégia de desenvolvimento que haviam sido traçadas no II Plano Nacional de Desenvolvimento. E segundo Santos (2002):

“As condições de financiamento do setor de energia elétrica que já se encontravam muito comprometidas contribuíram significativamente para a deterioração de suas relações com o governo federal e para desorganização interna do setor. O que ocorria era que, se por um lado,

o governo federal tentava recuperar a capacidade de coordenação do setor público, por outro, as empresas estatais buscavam mecanismos alternativos de realização de suas estratégias expansão. No âmbito interno, o setor de energia elétrica se tornou cenário de disputas cada vez mais acirradas, de caráter financeiro e institucional, entre as concessionárias e a Eletrobrás.” (pág.29)

O agravamento do desequilíbrio das contas externas levou o governo a utilizar o setor de energia elétrica como instrumento para a captação de recursos externos, estes com a finalidade de ajudar a equilibrar a balança de capital. Neste sentido, a Eletrobrás e suas controladas, foram levadas a se endividarem além de suas necessidades. Segundo Castro e Francescuti (1998), em 1974, o SEB era responsável por 6,8% do total dos recursos captados no exterior. Em 1984, esse percentual elevou-se para 28,6%. Vale ressaltar que estes recursos, captados externamente, foram absorvidos para rolagem da dívida externa e não para novos investimentos.

Outro fator, que contribuiu para o acirramento da crise do setor, foi o fato das autoridades governamentais subordinarem a política tarifária à política inflacionária. No período de 1980-1989 as tarifas médias reais reduziram-se em torno de 30%. Como a tarifa servia de base para o recolhimento do imposto único de energia elétrica (IUEE) e de empréstimo compulsório, sua redução comprometeu ainda mais a capacidade de financiamento do setor (CASTRO e FRANCESCUTI, 1998).

As alternativas para solucionar a crise no setor foram se desenhando ao redor de uma mudança na forma de atuação do Estado. Esta mudança implicaria em uma posição menos interventora por parte do Estado, que passaria a ter a função de agente regulador. Este novo modelo recebeu o nome de modelo de privatização e será apresentado na próxima sessão.

2.2 A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

O processo de reestruturação do setor elétrico brasileiro teve início em 1990. Neste mesmo ano foi aprovado o Plano Nacional de Desestatização (PND), representando um dos mais importantes eixos para a política de reforma institucional e ajuste econômico e iniciando a construção de um novo modelo para o setor elétrico, no qual, todas as empresas estatais seriam privatizadas (CASTRO e FERNANDES, 2007).

2.2.1 O Contexto para a Reforma

Historicamente, o desenho estrutural da indústria elétrica brasileira era formado por diversas empresas que atuavam de forma totalmente verticalizada ou que atuavam apenas em segmentos específicos. A estrutura era composta por supridoros regionais, subsidiárias da

Eletrobrás, atuando na geração e transmissão de energia elétrica (Chesf, Eletronorte, Eletrosul e Furnas). Concessionárias verticalizadas estaduais como, Cemig, Cesp, Copel e CEEE. As empresas distribuidoras de âmbito estadual e algumas concessionárias privadas. Além de Itaipu Binacional (ROXO, 2005).

Pelo lado institucional o modelo era bastante centralizador nas mãos do governo federal. Além da Eletrobrás, que exercia distintos papéis dentro do setor, o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), exercia a função de poder concedente e era vinculado ao Ministério de Minas e Energia.

Este desenho estrutural e institucional do setor elétrico vai funcionar bem até a década de 80, quando então, por razões que já foram anteriormente citadas, ele entra em decadência. A partir daí, associado aos programas de estabilização macroeconômica e de reforma do estado, a indústria elétrica brasileira entra numa nova fase (PINTO Jr., 2007).

Nos anos 90, mediante a opção pela redução do papel do Estado na economia, o governo brasileiro decidiu adotar um amplo programa de desestatização. Com as privatizações o governo diminuía as suas necessidade de aportes financeiros para novos investimentos, ao mesmo tempo em que angariava recursos de caixa para o tesouro nacional. Estes recursos seriam utilizados para abater parte da dívida pública e, conseqüentemente reduzir os gastos com juros (CASTRO e FRANCESCUTI, 1998). Além disso, a privatização contribuiria para a modernização do parque industrial brasileiro com entrada de empresas internacionais.

Na administração Collor-Itamar decisões importantes foram tomadas que afetariam diretamente o setor elétrico. A criação da Lei nº. 8.631 de março de 1993 (que trata do regime econômico das concessionárias de serviços de eletricidade, regulamentado pelo decreto nº. 774) que modificou o sistema tarifário, determinou a extinção do serviço pelo custo com remuneração garantida e o fim da equalização tarifária, a assinatura obrigatória dos contratos de suprimento, a extensão do rateio de despesas com combustíveis aos sistemas isolados. Além desta lei fundamental, em setembro do mesmo ano foi autorizada a formação de consórcios entre concessionários e autoprodutores para exploração de aproveitamentos hidrelétricos e construção de usinas e foi instituído o Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica (Sintrel). Em 1994 o governo federal criou o Prodeem (Programa de desenvolvimento energético de municípios), com o intuito de amenizar a difícil solução de atender às pequenas comunidades afastadas das redes de energia elétrica. Em 1995 concluiu-se nova etapa legislativa, com a lei que dispôs sobre o regime de concessão e permissão de

prestação de serviços públicos previsto no artigo 175 da Constituição Federal (Lei nº. 8.987 de fevereiro de 1995), e outra, que estabeleceu normas para outorga e prorrogação das concessões e permissões de serviços públicos, inclusive a figura do produtor independente, do consórcio de geração e do livre acesso aos sistemas de transmissão (Lei nº. 9.074 de julho de 1995) (OLIVEIRA, 1999).

Dentre as motivações da reforma do SEB vale ressaltar a perda progressiva da capacidade de investimento em infra-estrutura do governo brasileiro, na década de 80, que comprometeu a qualidade, expansão e a modernização dos serviços públicos. O argumento utilizado para legitimar as reformas era que, a entrada de capitais privados no setor poderia ajudar a resolver o problema do déficit fiscal, atrair investimentos e permitir que as empresas do setor se tornassem mais eficientes, culminando na expansão do sistema elétrico (ROXO, 2005).

Uma vez entendido o contexto no qual se inserem as transformações da economia nacional, na década de 90, a seguir iremos apresentar o modelo que foi adotado para o setor elétrico, a partir da primeira reforma, destacando quais foram os objetivos pretendidos e se estes foram alcançados.

2.2.2 A Primeira Reforma do Setor Elétrico Brasileiro

A nova modelagem proposta para o setor foi bastante abrangente. Esta propôs um rearranjo da estrutura comercial do setor, mudanças no aparato legal, alterações na regulamentação econômica, técnica e qualidade da prestação do serviço, mudanças institucionais, reorganização das atribuições e funções da Eletrobrás e órgão regulador, redefinição do agente financeiro, levantamento e alocação dos riscos dos negócios envolvidos na indústria e definição das taxas de retorno apropriadas para os investimentos de acordo com os riscos envolvidos nos negócios.

No novo modelo, desenhado para a indústria elétrica brasileira, a produção de energia elétrica foi definida como sendo um mercado contestável (sem a presença de *sunk cost* e barreiras à entrada), havendo possibilidade de haver competição no segmento de geração e distribuição.

Devido às características peculiares do setor nacional, como a importância da geração hidráulica e a existência de um grande número de empresas atuantes no setor, a reforma não pode seguir o mesmo formato adotado em outros países onde essas reformas já estavam em processo mais avançado, como na Inglaterra, mesmo que as experiências internacionais tenham influenciado a agenda de reestruturação do SEB.

De acordo com Pinto Jr. (2007) os objetivos da reforma eram basicamente:

- aumentar o nível de investimento para garantir a expansão adequada em geração e transmissão, e;
- introduzir a concorrência para que esta melhorasse a qualidade dos serviços.

Ainda de acordo com Pinto Jr. (2007), quatro aspectos legais e institucionais se destacaram na nova organização industrial do SEB: a nova lei de concessões, criação do novo órgão regulador (ANEEL), a criação do Operador Nacional do Sistema (ONS) e a instituição do Mercado Atacadista de Energia (MAE).

A nova Lei de concessões do setor elétrico, lei nº. 9.074 de 07/07/1995. Prorroga as concessões existentes, cria a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e assegura o livre acesso às redes de transmissão e distribuição.

A ANEEL foi criada para ser uma autoridade reguladora imparcial e independente, capaz de lidar eficazmente com as novas questões decorrentes do aumento da participação privada no setor e da concorrência. Seu principal papel foi o de regulamentar e fiscalizar a indústria. As responsabilidades operacionais foram delegadas a outros agentes específicos do setor. A missão da ANEEL era de assegurar o suprimento confiável e adequado de eletricidade, proporcionando aos consumidores preços módicos através de dois mecanismos: regulamentação de preços nas atividades monopolistas, de forma a manter e estimular a eficiência das concessionárias e sua viabilidade financeira e, através do estímulo à concorrência, sempre que esta for possível.

As suas principais responsabilidades eram: proteger o interesse dos consumidores cativos em relação ao preço, continuidade do fornecimento e qualidade do serviço; assegurar a viabilidade financeira de longo prazo dos concessionários; garantir que o ONS e concessionários de transmissão atuem de forma não discriminatória; promover competição onde for possível e prover incentivos para a eficiência econômica; assegurar o cumprimento de leis e regulamentações; lidar com as reclamações dos consumidores; garantir transparência nas transações entre as companhias reguladas e incentivar a conservação de energia através de mecanismos regulatórios criados para esse fim.

A organização do órgão regulador deveria refletir suas funções estando dividido em cinco áreas: regulamentação econômica, regulamentação técnica, concessões, questões relacionadas aos consumidores e administração.

O planejamento operacional, programação e despacho de carga são responsabilidades do ONS, entidade criada e representada pelos agentes envolvidos no setor. Através de dados recebidos das empresas sobre afluências hídricas, níveis dos reservatórios, disponibilidade de usinas e custos de combustíveis, o ONS irá planejar a operação do sistema assegurando a otimização hidro-térmica.

O Operador Nacional do Sistema teria um papel fundamental no modelo adotado para o SEB, executando a regulação técnica do sistema, reunindo as funções de planejamento, programação e execução da operação das usinas responsáveis por atender a demanda de eletricidade. Assim a responsabilidade do ONS é de manter a integridade do sistema, operando um conjunto de modelos de otimização que definam o despacho das centrais e, por fim, o preço *spot* no Mercado Atacadista de Energia (PINTO Jr. 2007).

A criação do Mercado de Atacado de Energia (MAE) foi a principal novidade do modelo, ele substitui o sistema de preços regulamentados de geração e contratos renováveis de suprimento. Neste mercado deveriam acontecer quase todas as transações de compra e venda de energia, do sistema interligado, entre produtores, empresas varejistas e grandes consumidores, com exceção dos contratos bilaterais. Todos os geradores com capacidade instalada igual ou maior que 50 MW, varejistas com faturamento anual igual ou maior a 100 GWh passaram a fazer parte compulsoriamente do MAE ou ser nele representados. Grandes consumidores com demanda acima de 10 MW (chamados consumidores livres) puderam participar do MAE, se assim o desejassem.

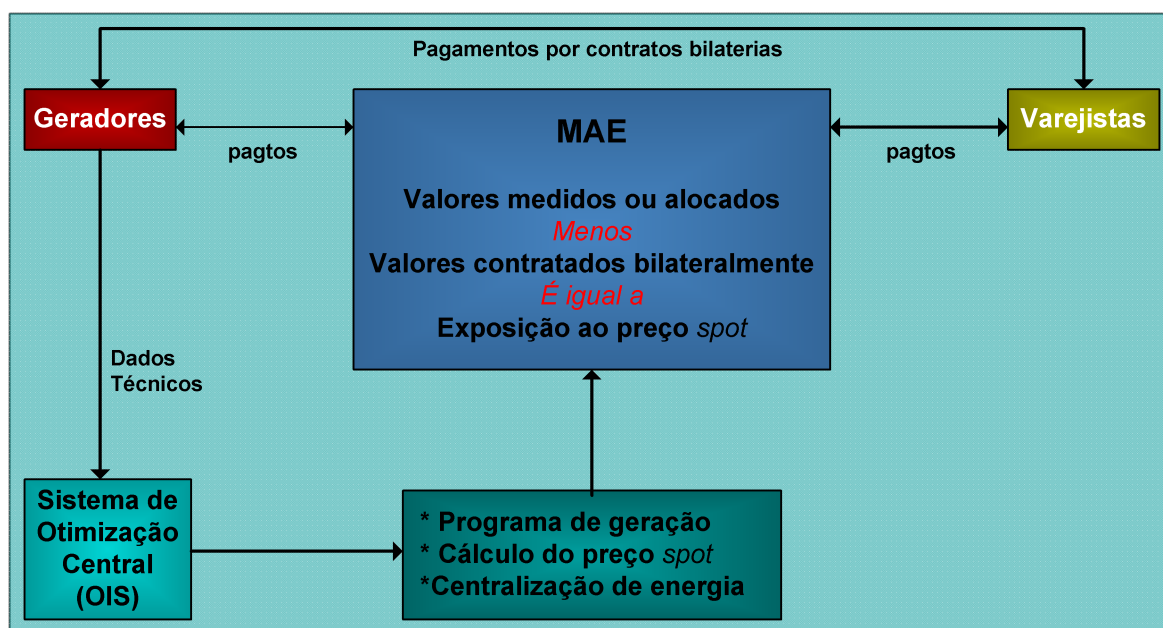


Figura 2.1 Modelo de Comercialização de Energia – Fonte: COOPERS & LYBRAND. Projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, jun./1997.

Os principais objetivos do MAE eram: estabelecer um preço que reflita, a qualquer instante, o custo marginal da energia no sistema; estabelecer um preço que possa ser usado para balizar os contratos bilaterais de longo prazo; prover um mercado onde geradores e distribuidores pudessem comercializar sua energia não contratada; e criar um ambiente multilateral, onde distribuidores pudessem comprar energia de qualquer produtor e os geradores pudessem vender a qualquer comprador, Figura 2.1.

Além dos objetivos citados anteriormente outras diretrizes básicas foram estabelecidas segundo Oliveira (1999):

Para geração foi proposto a desverticalização dos ativos das empresas e a separação horizontal das empresas federais: Furnas e Chesf, Eletronorte, Eletrosul.

Na transmissão recomendou-se a existência de pelo menos duas empresas distintas de transmissão para reduzir o grau de influência possível junto ao ONS. Estas empresas, a princípio continuam nacionais, seja federal ou estadual. Cada empresa assinará um contrato de prestação de serviços de transmissão com a ONS, que por sua vez realizará a gestão do sistema de transmissão. Estas recomendações, porém, não se efetivaram.

Para distribuição e varejo recomendou-se manter duas ou três concessões juridicamente distintas em grandes regiões consumidoras, além da desverticalização das funções de distribuição e varejo de todas as empresas através da separação contábil.

Também foi instituído o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE. Note-se que a criação deste instrumento constituiu reconhecimento claro das especificidades do sistema brasileiro, de predominância hidráulica e com importante diversidade entre seus subsistemas (Sul, Sudeste e Centro-Oeste, Nordeste e Norte).

Na implantação desse modelo, ocorreu uma mudança da estrutura que dava suporte ao planejamento setorial. Foi extinto o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos – GCPS, coordenado pela ELETROBRÁS e integrado por todos os agentes envolvidos com o planejamento da expansão. Em seu lugar, instituiu-se o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos – CCPE, na esfera do Ministério de Minas e Energia (MME).

Em meados de 2000 foi instalado o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), órgão de assessoramento do Presidente da República para questões relacionadas ao estabelecimento de políticas energéticas, ao uso racional das fontes de energia, às diretrizes

para o uso do gás natural, álcool, carvão, energia nuclear e importação e exportação de energia, entre outras.

2.2.3 As Falhas da Reforma

Entre junho de 2001 e fevereiro de 2002, o consumo de energia elétrica ficou sujeito a forte contingenciamento. Embora o volume de chuvas no verão de 2001 tenha sido inferior à média de longo termo, particularmente na região Nordeste, não se pode atribuir unicamente a essa circunstância o racionamento imposto à população. De fato, houve uma insuficiência dos investimentos na expansão da geração e da transmissão. Nos três anos anteriores ao racionamento, os reservatórios tiveram seus níveis de água reduzidos sistematicamente, comprometendo o atendimento futuro da demanda por energia elétrica.

Para administrar a crise, o Governo instituiu a Câmara de Gestão da Crise de Energia – GCE, que coordenou a significativa redução no consumo, contratou capacidade emergencial de geração e articulou uma recomposição tarifária extraordinária para compensar as perdas financeiras dos concessionários. Terminada a crise, a GCE transformou-se na Câmara de Gestão do Setor Energético – CGSE, de caráter permanente, que se subordinava ao CNPE.

Quando a crise de oferta se agravou, as instituições responsáveis de dar governança ao SEB não foram capazes de organizar os recursos necessários para combatê-la. Ficou evidente a falta de coordenação entre o MME, os ministérios da área econômica, as agências responsáveis pela regulação ANEEL, energia elétrica, (ANP), gás natural e ANA águas, o ONS, o MAE, CNPE e o CCPE, prejudicando a identificação dos sinais agravantes da crise.

Pinto Jr. (2007)

“A principal prova da falha do desenho institucional foi o racionamento de eletricidade estabelecido em maio de 2001. O contexto de ‘reformas não-acabadas’ gerou incertezas quanto às condições econômico-financeiras necessárias ao desenvolvimento de novos projetos de investimentos” (p223).

Outra consequência da crise foi que o consumo faturado pelas concessionárias em 2002 ficou no mesmo patamar de 1999, implicando em significativa perda de receita dos concessionários de distribuição.

O modelo institucional desenhado para o SEB não foi integralmente implementado, levando a ocorrência de lacunas na legislação. A crise energética de racionamento colocou o modelo em uma situação de reavaliação. Com o início do novo governo federal, em 2003, a questão institucional do setor elétrico foi reconsiderada, sendo definido um novo modelo, através de um novo marco regulatório que apresentaremos a seguir.

2.3 A Reforma da Reforma

Devido à crise de oferta de energia, o governo brasileiro optou, em 2003, por fazer uma nova reforma para o setor elétrico. O ponto central do novo modelo foi a tentativa de criar condições para garantir o suprimento, de forma a diminuir os riscos de um novo racionamento, como o ocorrido no período de junho de 2001 a fevereiro 2002 (PINTO Jr., 2007).

O novo modelo do setor elétrico brasileiro foi definido pela lei 10.848, de 15 de março de 2004. A nova lei alterou profundamente as regras de comercialização de energia elétrica no país. Essas novas regras foram regulamentadas pela assinatura do decreto 5.163 de julho de 2004.

Essa nova reforma objetivava dinamizar os investimentos e aumentar o poder interventor e coordenador do Estado. O agente regulador, Aneel, passaria a ter maior poder. Os principais objetivos são os de promover a modicidade tarifária e a segurança do abastecimento.

O novo modelo responde de maneira eficiente às principais questões levantadas pela sociedade na esteira do racionamento e dos "apagões". Ele o faz protegendo os consumidores cativos, dando espaço para atuação de todos os agentes (geradores, produtores independentes, autoprodutores, distribuidores, transmissores, comercializadores, consumidores livres) e respeitando contratos. Ele também reduz o risco da "socialização" de prejuízos decorrentes de decisões empresariais equivocadas. Junto à universalização do acesso e do uso da eletricidade, ele se propõe a transformar o Brasil.

2.3.1 As Bases do Novo Modelo

Um novo modelo a ser implementado além de observar os princípios gerais que norteiam o SEB, como a busca da eficiência, deve ser capaz de reverter os efeitos negativos deixados por uma proposta anterior, além de criar mecanismos que reduzam a probabilidade de que estes efeitos possam ocorrer novamente. A seguir serão apresentados estes princípios básicos do novo modelo.

Promover a **modicidade tarifária**, que é fator essencial para o atendimento da função social da energia e que concorre para a melhoria da competitividade da economia.

A modicidade tarifária é elemento-chave no atendimento às demandas sociais e às exigências do desenvolvimento econômico. Para que ela possa ocorrer de forma efetiva e haver alocação eficiente dos recursos é preciso que a competição na geração de energia seja

ampliada; haja equilíbrio entre oferta e demanda, para que o consumidor não seja onerado e reduzir os riscos associados aos investimentos.

Garantir a **segurança do suprimento** de energia elétrica, condição básica para o desenvolvimento econômico sustentável; a segurança no suprimento é crucial para garantir a sustentabilidade do crescimento.

Nessas condições, o modelo proposto prevê um conjunto integrado de medidas para garantir a segurança de suprimento:

- i) a constituição de uma reserva de segurança do sistema com base nos estudos de planejamento, visando a combinação ótima de hidrelétricas e térmicas – capaz de garantir a maior segurança ao menor custo de suprimento possível;
- ii) melhoria do critério de garantia do suprimento, com a definição dos novos parâmetros a ser feita a partir dos estudos de planejamento;
- iii) a exigência de contratação de 100% da demanda por parte de todos os agentes de consumo (distribuidores e consumidores livres), lastreada, basicamente, em contratos com prazos não inferiores a cinco anos;
- iv) a contratação da energia visando a expansão do mercado com antecedência de três e cinco anos e por meio de contratos de longo prazo;
- v) a criação do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, coordenado pelo MME, responsável pelo monitoramento permanente da segurança de suprimento, podendo propor a contratação de reserva conjuntural, em caso de desequilíbrio entre a oferta e a demanda; e
- vi) o aperfeiçoamento da governança do ONS, de forma a garantir que, cada vez mais, as decisões operativas privilegiem a segurança do sistema.

A regulação é essencial onde existem falhas de mercado, monopólios naturais e os investimentos que exigem longo prazo de maturação. A qualidade do desenho institucional, onde cada instituição tenha suas funções, atribuições e responsabilidades claramente definidas, é condição essencial para que o sistema funcione cumprindo seus objetivos de eficiência e eficácia.

Assegurar a **estabilidade do marco regulatório**, com vistas à atratividade dos investimentos na expansão do sistema.

Promover a **inserção social** por meio do setor elétrico, em particular dos programas de universalização de atendimento.

O novo modelo estabelece definições claras para as funções e atribuições dos agentes institucionais existentes:

Ministério de Minas e Energia – MME

Restauração do papel de poder concedente do MME que consiste na formulação e implementação de políticas para o setor energético, de acordo com as diretrizes do CNPE; retomada do exercício da função de planejamento setorial; monitoramento da segurança de suprimento do setor elétrico, por intermédio do CMSE (nova função) e definição de ações preventivas para restauração da segurança de suprimento no caso de desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

Proposição da política energética nacional ao Presidente da República, em articulação com as demais políticas públicas; proposição da licitação individual de projetos especiais do setor elétrico, recomendados pelo MME (nova função); e proposição do critério de garantia estrutural de suprimento (nova função).

Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

Mediação, regulação e fiscalização do funcionamento do sistema elétrico; realização de leilões de concessão de empreendimentos de geração e transmissão por delegação do MME; e licitação para aquisição de energia para os distribuidores.

Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS

Coordenação e controle da operação da geração e da transmissão no sistema elétrico interligado e administração da contratação das instalações de transmissão.

Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS

Exercício da função de *holding* das empresas estatais federais; administração de encargos e fundos setoriais; comercialização da energia da Itaipu Binacional e comercialização da energia de fontes alternativas contempladas pelo Programa de Incentivo de Fontes Alternativas (PROINFA).

Além desses agentes, o novo modelo do setor, cria novas instituições, com o objetivo de complementar o marco regulatório, estabelecendo novas funções e atividades:

Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Execução de estudos para definição da matriz energética com indicação das estratégias a serem seguidas e das metas a serem alcançadas, dentro de uma perspectiva de longo prazo; execução dos estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos; execução dos estudos de planejamento da expansão do setor elétrico (geração e transmissão); promoção dos estudos de potencial energético, incluindo inventário de bacias hidrográficas e de campos de petróleo e de gás natural; e promoção dos estudos de viabilidade técnico-econômica e sócio-ambiental de usinas e obtenção da licença prévia para aproveitamentos hidrelétricos.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

Administração da contratação de energia no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR); exercício das atuais funções de contabilização e liquidação do MAE, nos dois ambientes de contratação, o ACR e o Ambiente de Contratação Livre (ACL) e atuará como interveniente nos contratos bilaterais de suprimento que cada gerador firmará com cada distribuidor e nos contratos de constituição de garantias que cada distribuidor terá que firmar, a fim de reduzir a inadimplência.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

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

O novo modelo, ao limitar o *self-dealing* (auto-suprimento) retira as barreiras existentes na relação entre distribuidores e geradores que não pertençam ao mesmo grupo econômico. Até agora, somente geradores e distribuidores integrantes de um mesmo grupo controlador tinham incentivos para fazer contratos de longo prazo (*Power Purchase Agreement* – PPAs) e, assim, adquirir condições para contratar financiamentos para novos investimentos.

Ao permitir a efetiva competição no segmento de geração, o novo modelo possibilita, por meio das licitações, que sejam estabelecidos, no mercado, contratos de longo prazo entre quaisquer geradores e quaisquer distribuidores. Com isso, é fortalecido o mercado de energia elétrica, que passa a funcionar de forma mais aberta.

A compra de energia para os consumidores cativos passará a ser feita, exclusivamente, por leilões. As novas usinas serão licitadas pelo critério de menor tarifa e, além disso, os empreendimentos serão levados a leilão com o licenciamento ambiental aprovado, evitando atraso de obras e garantindo a segurança no abastecimento.

As distribuidoras serão obrigadas a comprar toda a sua energia em leilões pelo critério do menor preço haverá três tipos de leilões: A5 - leilão de energia para entrega cinco anos após o contrato. São leilões de energia de novos empreendimentos de geração A3 - leilão de energia para entrega três anos após o contrato. Também são leilões de novos empreendimentos. A1 - leilão de energia para entrega no ano seguinte. São leilões de energia de usinas existentes. Leilão de ajuste, leilão de energia para que a distribuidora ajuste, no curtíssimo prazo, a quantidade de energia já contratada com o seu mercado. São leilões de energia de usinas existentes e contratos com prazo de duração menor que um ano. Distribuidoras deverão contratar 100% da energia do seu mercado e fazer previsão de carga com cinco anos de antecedência. A partir desta previsão, o governo fará a licitação dos novos empreendimentos.

Para os novos empreendimentos serão feitos leilões pelo critério da menor tarifa. As novas usinas serão licitadas com licenças ambientais pré-aprovadas. Qualquer investidor tem a liberdade de oferecer projetos alternativos, ou seja, que não tenham sido apresentados para a licitação e que ofereçam tarifas mais baixas. Vencedor do leilão terá contratos de venda de energia de longo prazo assegurados

2.4 Conclusões

A indústria elétrica brasileira atravessou uma fase de reformas, estruturais e institucionais, significativas nos anos 90 e 2000. A privatização das empresas estatais em um primeiro momento e a obrigatoriedade de desverticalização, em seguida, leva as empresas a buscarem novas formas de organização para aproveitar as oportunidades que a nova estrutura do setor oferece.

Entendida a lógica estrutural que motivou a desregulamentação e reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e, apresentadas as propostas que vêm sendo implantadas nos últimos anos, finaliza-se a etapa de análise do ambiente (mercado). No próximo capítulo serão analisados os efeitos dessas mudanças nas estratégias das empresas, através de um estudo de caso, e qual a nova estrutura organizacional que substitui a integração vertical.

3 CAPÍTULO 3: AS ESTRATÉGIAS DAS EMPRESAS: UM ESTUDO DE CASO

O objetivo deste capítulo é identificar quais as estratégias adotadas pelas empresas após a reestruturação do setor elétrico brasileiro. A análise das estratégias foi realizada através de um estudo de caso, para o qual a empresa escolhida foi o Grupo Energias do Brasil.

Inicialmente vai ser realizada uma análise da estrutura organizacional do Grupo para, então, a seguir analisar as estratégias do Grupo nos três segmentos em que atua: geração, distribuição e comercialização.

3.1 Por que se estruturar sob a forma de Holding?

Holding é uma sociedade gestora de participações criada com o objetivo de administrar esta sociedade (conglomerado). A *holding* , essa empresa criada para administrar, possui a maioria das ações ou quotas das empresas componentes de determinado grupo de empresas. Essa forma de sociedade é muito utilizada por médias e grandes corporações e normalmente visa melhorar a estrutura de capital da empresa ou como parte de alguma parceria com outras empresas. Ou ainda significa a gestão das empresas, com um único comando estratégico, proporcionando maior eficiência na gestão, sem interferência significativa no operacional das empresas controladas.

Antes das mudanças institucionais do SEB as empresas do setor operavam de forma verticalmente integrada (detalhes deste tipo de estrutura de governança ver Capítulo I). Então, em uma governança econômica assim configurada (mais hierarquia que mercado e em ambiente onde co-existem empresas privadas e estatais), a estratégia para minimizar os custos de transação é a empresa manter-se verticalmente integrada. (LEITE e CASTRO, 2008).

Com as primeiras reformas a estrutura de governança que dominou o mercado foi a estrutura híbrida, parte hierarquia e parte mercado. Porém, com a nova reforma em 2004, foram criados instrumentos regulatórios que obrigaram a desverticalização das empresas. Então, assim como as demais empresas do setor elétrico, a Energias do Brasil, teve que promover a desverticalização dos seus ativos, com a segregação dos negócios de geração e

distribuição. Estas duas áreas da cadeia produtiva têm potencial competitivo, ficando assim expostas a regras do mercado.

A verticalização é quase que um caminho natural da indústria elétrica, até pela sua própria natureza (ativo específico, complexidade e incerteza). De acordo com Pinto Jr. 2007:

“No nascimento da indústria já se desenha a articulação vigorosa entre os processos de geração e utilização. Essas duas faces do mesmo fenômeno (o fluxo elétrico), indivisíveis em sua existência, ainda hoje aguardam uma tecnologia econômica e viável de estocagem que as liberte dessa convivência obrigatória.”(pg. 151)“Do ponto de vista econômico, essas indústrias comportavam as características de rendimentos crescentes e externalidades que justificavam as situações de monopólio natural e a estrutura verticalizada das empresas operadoras.”(pg. 163)

As restrições ao uso de tal estratégia poderiam ter efeitos adversos sobre os investimentos. No entanto, como as empresas estão sempre buscando novas alternativas para manter-se competitivas no mercado, uma forma encontrada para lidar com a questão da desverticalização, foi estruturar-se sob a forma de *holding*. Segundo Leite e Castro (2008, pg.9), “a legislação não impõe nenhuma restrição em termos de participação de mercado para as empresas estruturadas em *holding*”.

Atualmente o número de empresas estruturadas sob a forma de *holding* corresponde, aproximadamente, a 75 % do parque gerador e 65% da capacidade de distribuição do Sistema Interligado Nacional (SIN). (LEITE e CASTRO, 2008)

Após o racionamento de energia em 2001/2002, o Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), ficou em níveis bastante baixos. Este é utilizado para valorar a compra e a venda de energia no Mercado de curto prazo. 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. (CCEE). Com o preço reduzido, por causa do diferencial entre oferta e demanda, ele se tornou atrativo para os consumidores livres.

A estratégia do Grupo analisado consiste em atuar ativamente no segmento de comercialização. A Energias do Brasil está ativamente engajada na comercialização de energia, como resposta estratégica ao desenvolvimento de um mercado de “consumidores livres” no Brasil. O objetivo é fidelizar clientes localizados dentro e fora da sua área de distribuição que optem pela condição de “clientes livres”, fornecendo-lhes energia por meio da sua comercializadora de energia, a Enertrade, e assessorando-os em soluções às suas necessidades na área energética. O negócio de comercialização caracteriza-se por ter baixo custo fixo e oferecer oportunidades de geração de lucro nas margens de comercialização. Com a Enertrade, fortalece a participação do Grupo no desenvolvimento desse mercado no Brasil.

Então, na medida em que a comercializadora atrai mais clientes para o Grupo o seu poder de mercado aumenta. Para Leite e Castro (2008):

“O poder de mercado não se encontra só na capacidade financeira da holding, que viabiliza uma maior capacidade de alavancagem. Ela também tem uma maior vantagem competitiva derivado do nível de conhecimento do mercado, em especial do mercado da área de concessão da distribuidora do grupo. Este fato implica a existência de assimetria de informação que age, de fato, como barreira à entrada de outros competidores nos segmentos de geração e comercialização. A vantagem competitiva se dá pela possibilidade de capturar clientes da sua distribuidora com potencial de ingresso no mercado livre.” (pg.11)

A implementação da estratégia do Grupo para desenvolver as atividades de comercialização de energia depende da capacidade de:

- (i) operar em um mercado altamente competitivo, este esperado com as reformas, e
- (ii) gerenciar os riscos de mercado inerentes ao comércio de energia.

Os preços pelos quais se compra e vende energia variam consideravelmente, dependendo se ele é de curto prazo ou longo prazo. Os de curto prazo baseiam-se no Preço de Liquidação das Diferenças (PLD), divulgado pela CCEE calculado antecipadamente, com periodicidade semanal com base no Custo Marginal de Operação. Os de longo prazo dependem, entre outras coisas, de flutuações na demanda devido a fatores econômicos ou outros fatores; condições hidrológicas e seus efeitos no abastecimento de energia; e da disponibilidade de energia das novas usinas de geração. Os sistemas de gerenciamento de risco da empresa podem não conseguir identificar e minimizar riscos relevantes, o que pode prejudicar os resultados operacionais da sua atividade de comercialização. Quaisquer desses fatores podem prejudicar a capacidade de execução da estratégia de negócios.

O negócio de distribuição caracteriza-se por ser um negócio de capital intensivo, de sofrer forte intervenção da ANEEL por meio da definição de tarifas, e por apresentar custos operacionais significativos em relação às receitas.

O negócio de geração é caracterizado pelos elevados investimentos nas fases iniciais de construção, níveis mais altos de alavancagem financeira (no caso de empreendimentos hidrelétricos), custos de operação e manutenção com participação reduzida em relação às receitas e forte interferência da ANEEL nas condições de venda de energia.

As atividades de comercialização de energia no Brasil não são de capital intensivo como o são as atividades de distribuição e geração, e as despesas operacionais (excluindo a compra de energia) têm pouca representatividade em relação às receitas.

Uma vez entendida a lógica de organização da empresa pode-se analisar quais são as suas estratégias para o mercado brasileiro.

3.2 Energias do Brasil

Energias do Brasil é uma *holding* que detém investimentos no setor de energia, consolidando ativos de geração, comercialização e distribuição, no ano de 2007, em quatro estados brasileiros: São Paulo, Espírito Santo, Mato Grosso do Sul, Tocantins. Controlada pela **EDP - Energias de Portugal**, a maior empresa energética de Portugal (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2007).

O Quadro 3.1 apresenta um resumo dos principais acontecimentos do Grupo desde sua chegada ao Brasil até o ano de 2008, com o objetivo de servir de pano de fundo para a análise que será realizada.

Quadro 3.1 Histórico da Energias do Brasil

1996	Início das operações do Grupo EDP no Brasil, com a aquisição de uma participação minoritária na Cerj.
1997	O Grupo EDP assume 25% da hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães (Lajeado), no Tocantins, realizando assim seu primeiro investimento na área de geração no país.
1998	Aquisição do controle da Bandeirante Energia, em conjunto com a CPFL, no âmbito do processo de desestatização do setor elétrico paulista.
1999	Aquisição de participação direta e indireta na Iven, veículo controlador da Escelsa e da Enersul.
2000	- Criação da EDP Brasil. - Início da construção da termelétrica Fafen, no pólo petroquímico de Camaçari (BA), em parceria com a Petrobras.
2001	-Aquisição, em leilão, da concessão para construir a usina de Peixe Angical (TO), com potência de 452 MW. -Cisão da Bandeirante Energia, com a saída da CPFL do capital social da empresa, que passa a ser controlada unicamente pela Energias do Brasil. -Criação da Enertrade com o objetivo de administrar os contratos de energia entre as empresas do Grupo.
2002	Hidrelétrica Lajeado entra em operação plena, com potência de 902,5 MW.
2003	-Retomada das obras de Peixe Angical, que passa a ter Furnas como sócia (40%) na Enerpeixe, com financiamento do BNDES e de um pool de bancos. -Como primeiro passo de sua reestruturação societária, a então EDP Brasil passa a deter o controle direto da Iven S.A. e, conseqüentemente, da Escelsa e da Enersul.

2004	<p>-Começa o Programa Eficiência, projeto de sinergias nas distribuidoras.</p> <p>-Segunda fase da reestruturação societária, que prepara a migração dos acionistas minoritários das distribuidoras.</p> <p>-Venda da participação na Fafen para a Petrobras, como efeito da ausência de um ambiente regulatório adequado para as usinas termelétricas.</p>
2005	<p>-Lançamento da identidade visual baseada no sorriso, em consonância com o acionista controlador em Portugal, e mudança do nome da empresa para Energias do Brasil.</p> <p>-Conclusão do processo de reestruturação societária.</p> <p>-Desverticalização dos ativos, com a segregação dos negócios de geração e distribuição. Abertura do capital da companhia com oferta pública de ações no Novo Mercado da Bovespa e capitalização das dívidas em dólar da Escelsa, em uma operação de quase R\$ 1,2 bilhão, a maior do gênero no ano.</p>
2006	<p>-Conclusão das obras do aproveitamento hidrelétrico Peixe Angical, no Estado de Tocantins. O primeiro conjunto gerador da usina entrou em operação no mês de junho. A terceira e última turbina começou a funcionar em setembro, totalizando 472 MW de capacidade instalada.</p> <p>-Iniciada em outubro, a operação comercial da quarta máquina da hidrelétrica Mascarenhas, no Espírito Santo, adicionou 50 MW de capacidade instalada à usina.</p> <p>-Ações da Energias do Brasil ingressam no ISE, o Índice de Sustentabilidade Empresarial, da Bovespa.</p>
2007	<p>A Energias do Brasil adquire a usina termelétrica Pecém, no Ceará, em parceria com a MPX Mineração. Cada empresa detém 50% do empreendimento. A usina, que representa um investimento de US\$ 1,3 bilhão, resultará num aumento de 35% na capacidade instalada do grupo, que no mesmo ano inaugura a PCH São João (29 MW) e lança a pedra fundamental da PCH Santa Fé (25 MW), ambas no Espírito Santo.</p>
2008	<p>-EDP Energias do Brasil e EDP Renováveis criam subsidiária e acordam 1º investimento eólico no país.</p> <p>-Conclui troca de ativos com Grupo Rede adicionando 653 MW à sua capacidade instalada, ao assumir 73% do capital votante da Investco, empresa que opera a Usina Hidrelétrica Luiz Eduardo Magalhães (Lajeado), localizada no Rio Tocantins, e, cede, ao Grupo Rede, a distribuidora Enersul.</p>

Fonte: Elaborado a partir de informações retiradas do site do Grupo

A chegada do Grupo EDP no Brasil, como podemos observar no Quadro 3.1, ocorreu no ano de 1996, através da compra de uma pequena participação na Cerj, empresa de distribuição que atua no estado do Rio de Janeiro. Ainda de acordo com o Quadro 3.1, nos anos seguintes o Grupo continuou a fazer novas aquisições, buscando expandir sua atuação no território brasileiro através da compra de mais ativos de distribuição e geração, como é o caso da hidrelétrica Lajeado, em 97, seu primeiro investimento na área de geração no Brasil e, que entra em operação no ano de 2002. Em 1998 o Grupo assume o controle, junto com a CPFL, da Bandeirante Energia, empresa de distribuição. No ano de 2001 o Grupo assume o controle acionário total da Bandeirante, com a saída da CPFL do consórcio, com a cisão surge a

Piratininga distribuidora, controlada pela CPFL. Neste mesmo ano também é criada a Enertrade, empresa comercializadora do Grupo, responsável por administrar os contratos de energia entre as empresas do grupo. Os demais anos serão analisados a seguir, já que eles fazem parte do período escolhido para estudo de caso.

3.3 Os Anos mais Importantes para a Energias do Brasil

O ano de 2003, de acordo com o então presidente do Conselho de Administração Jorge Manuel de Oliveira Godinho, abriu um importante capítulo na atividade do Grupo EDP Brasil, por um lado, enquadrado pelo objetivo essencial de consolidação dos investimentos realizados e, por outro, pelo desafio que se coloca a todo o setor elétrico com a implementação de um novo modelo liberalizante dos mercados da energia elétrica. (RELATORIO ANUAL EDP BRASIL, 2003). O novo modelo é visto pelo Grupo como uma oportunidade de desenvolvimento e diferenciação positiva com os clientes, pois este é o caminho que o Grupo EDP tem seguido no seu mercado de origem, a Península Ibérica.

É no meio deste quadro de reformas que se concretizou a primeira fase da reestruturação societária do Grupo, visando dar unidade, convergência e uma estratégia articulada a todas as suas participações no Brasil. De acordo com o então Diretor Presidente, Antonio Martins da Costa, é neste quadro de reformas que tem início o processo de reposicionamento da EDP Brasil, que iria se desenvolver num horizonte de curto-médio prazo e consiste em cinco etapas:

i) Reestruturação societária: integração de todas as atividades no Brasil debaixo da sub-*holding* EDP Brasil, que passou assim a consolidar não só a função financeira, mas também a vertente de planejamento e controle estratégico do conjunto;

ii) Reestruturação de capitais: otimização da alocação dos capitais próprios e alheios alocados no conjunto EDP Brasil, de forma a garantir o melhor retorno para os acionistas;

iii) Corporate governance: harmonização e alinhamento das estruturas e dos processos de governança da EDP Brasil, em particular na interface sub-*holding*/participadas, com o objetivo de melhorar a eficiência e a transparência do processo de tomada de decisões do conjunto;

iv) Posicionamento estratégico: proceder aos ajustes necessários no portfólio existente, estabelecendo plataformas estratégicas para o desenvolvimento dos negócios em função da atratividade do ambiente macroeconômico, regulatório e competitivo que se vier a observar, e com o objetivo de acrescentar valor para os acionistas;

v) **Obtenção das sinergias:** garantir que o conjunto EDP Brasil valha mais do que a simples soma de suas partes, proporcionando, deste modo, a adequada remuneração dos capitais aplicados e em linha com as melhores práticas internacionais (RELATÓRIO ANUAL EDP BRASIL, 2003).

Em 2004 os investimentos do Grupo se concentraram no aproveitamento Hidrelétrico Peixe Angical, em parceria com Furnas Centrais Elétricas. Além disso, houve uma intensificação do projeto do novo modelo societário que daria ao Grupo maior coerência e unidade de gestão de seus ativos (RELATÓRIO ANUAL EDP BRASIL, 2004).

A Oferta Pública de Ações (IPO) destinada ao mercado de capitais brasileiro e internacional, no valor total de R\$ 1,2 bilhão, foi o acontecimento marcante da atividade da Energias do Brasil no ano de 2005. De acordo com Jorge Godinho, então presidente do Conselho Administrativo:

“Realizou-se o objetivo polarizador de um trabalho longo e profundo de reorganização interna, aumento de eficiência, otimização de processos e posicionamento estratégico do Grupo. Com isso, fechou-se um ciclo e deu-se início a uma nova fase de desenvolvimento empresarial potencializada pela parceria com o mercado de capitais” (2005, pg.12).

Em 2005 foi concluído o processo de reestruturação societária do Grupo, que havia sido iniciada em 2003, reunindo acionistas minoritários das distribuidoras a *holding*.

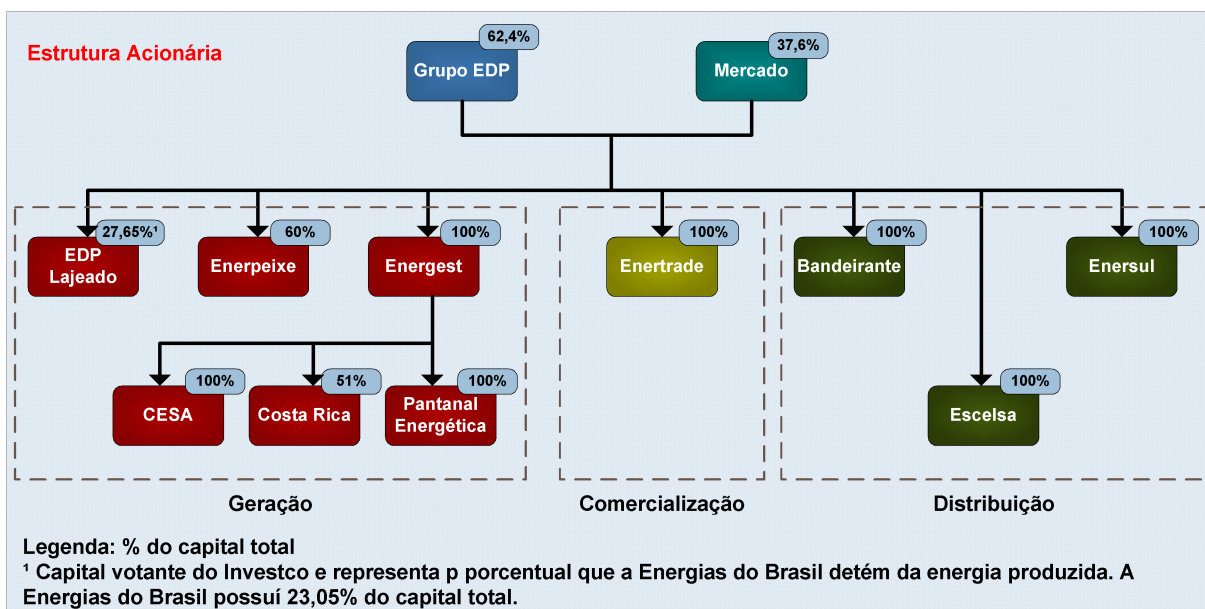


Figura 3.1 Estrutura Acionária
 Fonte: Relatório Anual Energias do Brasil, 2005.

Neste mesmo ano foi concluído o processo de desverticalização do Grupo, separando as atividades de geração e distribuição em cumprimento às regras do novo modelo do SEB. A desverticalização se fez por meio da separação da distribuidora de energia elétrica Escelsa

(ES). Os ativos de geração foram distribuídos entre a Castelo Energética (CESA) e a EDP Investco, permanecendo a Escelsa com 100% da distribuição, como pode ser observado na Figura 3.1.

Os anos seguintes, de acordo com o Quadro 3.1, foram marcados pela entrada em operação da usina hidrelétrica de Peixe Angical e hidrelétrica Mascarenhas, em 2006, que juntas agregaram 522 MW a capacidade instalada do Grupo. Aquisição da termoeletrica Pecém, no Ceará, em parceria com a MPX Mineração, em 2007 que resultará em um aumento de 35% na capacidade de geração do Grupo. Criação da subsidiária brasileira de energias renováveis em parceria com a EDP Renováveis no ano de 2008, com enfoque na geração de energia eólica.

3.4 Estratégias do Grupo

O objetivo principal da Energias do Brasil é ser uma das empresas líderes do setor energético brasileiro, com foco na criação de valor e na sustentabilidade. O conceito de sustentabilidade representa uma nova abordagem de se fazer negócios, já que cria valor para o acionista ao mesmo tempo em que contribui para o desenvolvimento sustentável de toda a sociedade. Isto se confirma no fato de suas ações integrarem o Índice de Sustentabilidade Empresarial (ISE) da Bolsa de Valores de São Paulo, além da adesão aos princípios do Pacto Global da ONU (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2006).

Para atingir o objetivo de consolidar-se como uma empresa referência no mercado brasileiro, comprometida em criar valor com sustentabilidade, a Energias do Brasil orienta sua atuação com base em três pilares: crescimento orientado, risco controlado e eficiência superior, representados na Figura 3.2.



Figura 3.2 Estratégias de Crescimento
Fonte: Relatório Anual Energias do Brasil, 2005.

Cada pilar da Figura 3.2 será analisado em seguida:

a) Crescimento orientado - Na perspectiva de mercado, pretende tornar-se um dos operadores mais fortes e equilibrados no Brasil. Para isso, o Grupo busca o crescimento do portfólio de negócios, prioritariamente em geração, assim como ampliar as vendas de energia e serviços de comercialização e atender o crescimento de mercado em distribuição. Desta forma, este objetivo visa, de fato, criar, intra grupo, a verticalização das três atividades produtivas sob o comando da *holding*, buscando, como assinalam Leite e Castro (2008), gerar e apropriar de sinergias e ganhos de produtividade intra grupo.

b) Risco controlado - Para assegurar a criação de valor para os acionistas, procura sustentar elevado padrão em governança corporativa e sustentabilidade, o que envolve manter sob controle os riscos de mercado, financeiros e regulatórios. Para isso, conta com o apoio de sistemas de gestão alinhados à estratégia e processos de comunicação interna e externa potencializados.

c) Eficiência superior - Com o objetivo de aumentar a qualidade e a eficiência das operações, seus programas seguem forte disciplina de investimentos e procuram maximizar a eficiência operacional e garantir a melhoria contínua na qualidade de gestão. O cumprimento desse pilar envolve também o fortalecimento da marca das empresas e do Grupo e a promoção de uma cultura orientada para o valor.

3.4.1 Geração

Principal vetor estratégico para o crescimento dos negócios da Energias do Brasil, a área de geração mantinha no final de 2007 capacidade de 1.043,7 MW. Neste segmento montou-se uma carteira diversificada de projetos de expansão de capacidade que considera diferentes fontes de energia: hidráulica (principal foco), térmicas a carvão e a gás, biomassa, solar e eólica. As operações são desenvolvidas por meio de três empresas:

i) Enerpeixe - Participa com 60% do capital na usina hidrelétrica Peixe Angical, localizada no Rio Tocantins, construída em parceria com Furnas Centrais Elétricas (que detém 40% do capital). A capacidade instalada é de 452 MW.

ii) Energest - Controla direta e indiretamente os ativos de geração de energia elétrica da Energias do Brasil detendo 14 usinas em operação, com potência total de 342,2 MW. As usinas estão localizadas nos Estados do Espírito Santo (274,0 MW de capacidade instalada) e Mato Grosso do Sul (68,2 MW de capacidade instalada). A Energest também é responsável pelo gerenciamento das hidrelétricas Mascarenhas e Suíça e das PCHs (Pequenas Centrais Hidrelétricas) pertencentes às empresas Cesa, Costa Rica e Pantanal Energia.

iii) EDP Lajeado - Participa com 27,65% no capital votante da Investco, que opera e mantém a hidrelétrica de Lajeado, localizada no Rio Tocantins, no Estado do Tocantins, com potência total de 902,5 MW. Esse percentual de participação corresponde a uma capacidade instalada de 249,5 MW.

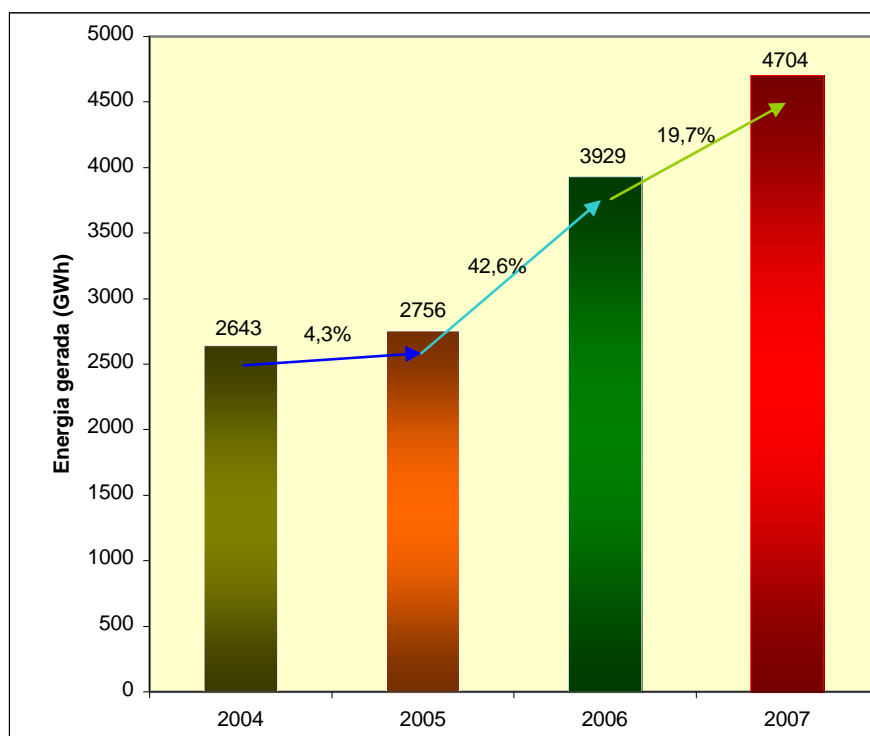


Gráfico 3.1 Evolução do Volume de Energia Gerada (GWh) – Geradoras do Grupo
Fonte: Dados retirados dos Relatórios Anuais Energias do Brasil, 2004-2007

Os ativos de geração da Energias do Brasil totalizavam, até dezembro de 2004, 521 MW, gerando um volume de energia equivalente a 2643 GWh. No final de 2004 com a conclusão da segunda fase da UTE Fafen, a esta capacidade foi acrescentado 79 MW. Porém, ainda neste mesmo ano, a UTE Fafen foi vendida a Petrobrás, que detinha até aquele momento 20% da participação da usina. O motivo da venda, de acordo com as informações do Relatório Anual 2004, foi a falta de um ambiente regulatório adequado para as usinas termoelétricas.

A capacidade instalada em 2005 era de 531 MW, gerando um volume de energia igual a 2756 GWh, Gráfico 3.1. Este volume gerado representa uma variação de 4,3% em relação a 2004, de acordo com o Gráfico 3.1. No ano seguinte, 2006, o volume gerado foi de 3929 GWh, representando, em valores percentuais, uma variação de 42,6%. Esta significativa variação ocorreu graças à entrada em operação de dois novos empreendimentos no decorrer do ano de 2006: Peixe Angical com que acrescentou 452 MW a capacidade instalada e a quarta máquina de Mascarenhas com 50 MW.

Em 2007 a capacidade instalada de geração do Grupo era de 1043 MW, a esta capacidade foi acrescentado 25 MW, em abril do mesmo ano, com a entrada em operação da PCH São João, no Espírito Santo. No que se refere ao volume de energia gerada houve uma variação de 19,7% em relação a 2006 (Gráfico 3.1).

Os investimentos em geração somaram R\$ 105,9 milhões em 2007 o correspondente a 15,9% dos recursos aplicados pela Energias do Brasil no ano. A receita líquida do negócio de geração totalizou R\$ 582,8 milhões, crescimento de 28,3% em comparação com o ano anterior. O EBITDA (que mede os lucros antes de juros, impostos, depreciação e amortização - Lajida), registrou evolução de 62,1%, alcançando a cifra de R\$ 442 milhões. (RELETÓRIO ANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2007)

Tabela 3.1 Evolução da Capacidade Instalada por Unidade Geradora (MW)

	2004	2005	2006 ⁽¹⁾	2007
EDP Lajeado ⁽²⁾	249,5	249,5	249,5	249,5
Energst	161,1	161,1	210,6	212,1
Cesa	58,5	58,5	58,5	82,9
Costa Rica	16,5	16,5	16,5	16
Enersul (Porto Murtinho)	4,5	4,5	0	0
Pantanal Energética	40,8	40,8	31,2	31,2
Enerpeixe	0	0	452	452
Total	530,9	530,9	1018,3	1043,7 ^(*)

Fonte: Elaboração Própria a partir do Relatório Anual Energias do Brasil, 2007

Como pode ser observado na Tabela 3.1, a capacidade instalada de geração quase dobrou no ano de 2006 se comparada a 2004 e 2005, fato que ratifica a estratégia do Grupo de aumentar os investimentos no negócio de geração.

A Enersul (Porto Murtinho) aparece com capacidade de geração igual a zero nos anos de 2006 e 2007, Tabela 3.1. O capital da Enersul pertencia integralmente a Escelsa, que em 2005 foi desverticalizada, transferindo para a *holding* o controle do capital dos ativos de distribuição. Os ativos de geração foram transferidos e distribuídos entre a Energst, Cesa e Pantanal Energética Ltda.

Em relação aos outros empreendimentos de geração, entrou em funcionamento em abril de 2007 a PCH (Pequena Central Hidroelétrica) São João, localizada no município de Castelo, no estado do Espírito Santo. Com capacidade instalada de 25 MW, em duas unidades geradoras, e energia assegurada de 14,4 MW médios.

¹ Considera a desativação das térmicas Coxim, Corumbá e Porto Murtinho.

² Correspondente à participação no capital votante da Energias do Brasil.

(*) Toda a energia gerada em 2007 foi de fontes hidrelétricas.

Ainda em 2007, o Grupo iniciou a construção da PCH Santa Fé, também localizada no Espírito Santo, com capacidade instalada de 29MW e energia assegurada de 16 MW médios. A Licença de Instalação, para o início da construção, foi emitida em outubro e as obras deverão estar concluídas no primeiro semestre de 2009.

A estratégia para ampliar sua capacidade instalada inclui também a construção da Usina Termelétrica (UTE) Pecém, no estado do Ceará, na qual detém participação de 50% em parceria com a MPX Energia. Esta utilizará carvão mineral importado e terá capacidade instalada de 720 MW, dos quais 615 MW já foram vendidos pelo Grupo no leilão A-5 realizado pela CCEE, em outubro de 2007. O início da operação está previsto para 2012.

Além destes investimentos em novos empreendimentos, o Grupo também está investindo na repotenciação de suas unidades geradoras. A Aneel homologou, em junho de 2007, a repotenciação de 17,5 MW da UHE Mascarenhas. Esta nova capacidade está prevista para entrar em funcionamento em 2009. E, ainda está aguardando homologação da Aneel o projeto de repotenciação da UHE Suíça que deverá adicionar 2,3 MW a capacidade instalada.

3.4.2 Comercialização

A Enertrade é responsável pelas atividades de comercialização de energia e prestação de serviços para o mercado livre, tanto dentro quanto fora das áreas de concessão das três distribuidoras da Energias do Brasil, que atuam no mercado regulado.

Durante o ano de 2003, a Enertrade buscou otimizar seus recursos com vistas à redução e à mitigação do risco dos ativos de energia elétrica do Grupo EDP Brasil. Concomitantemente, perseguiu a maximização de resultados através da comercialização de energia elétrica com grandes consumidores industriais de energia. Esta atuação permitiu que a Enertrade se consolidasse, também em 2003, como a mais atuante comercializadora do mercado brasileiro. Durante o ano de 2004, a atuação da Enertrade esteve direcionada tanto para as empresas do Grupo como para as do mercado livre.

Com as distribuidoras do Grupo, a atuação da empresa concentrou-se no gerenciamento dos contratos de *self-dealing* (auto-suprimento), buscando otimizar a distribuição das quantidades contratadas ao longo do ano e permitindo a redução dos riscos das distribuidoras com relação à exposição do mercado.

Com as empresas de geração do Grupo, a atuação da Enertrade deu-se no sentido de operacionalizar as transações no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE (Lajeado e Fafen) e no de maximizar os resultados, promovendo leilões de venda de

energia excedente e/ou comprando energia para evitar riscos de insuficiência de lastro, seguindo as determinações do novo modelo.

Deve-se destacar também o fato de a Enertrade ter vencido, em 2004, a concorrência pública para o suprimento de até 72 MW médios para a República Oriental do Uruguai, tornando-se a primeira comercializadora brasileira a exportar energia para aquele país.

No ano de 2005, três ações foram traçadas como sendo as mais relevantes:

i) a retenção de consumidores que eram abastecidos pelas distribuidoras do grupo e a conquista de novos clientes fora da área de concessão dessas distribuidoras. Atuando de forma a conquistar a fidelidade dos clientes do mercado livre, a Enertrade triplicou o número de clientes dentro da área de concessão das distribuidoras. Houve crescimento expressivo também em outras regiões, 67% em relação a 2004. (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2005)

ii) o aperfeiçoamento do sistema de gestão de risco; e

iii) a adoção de novos procedimentos de faturamento.

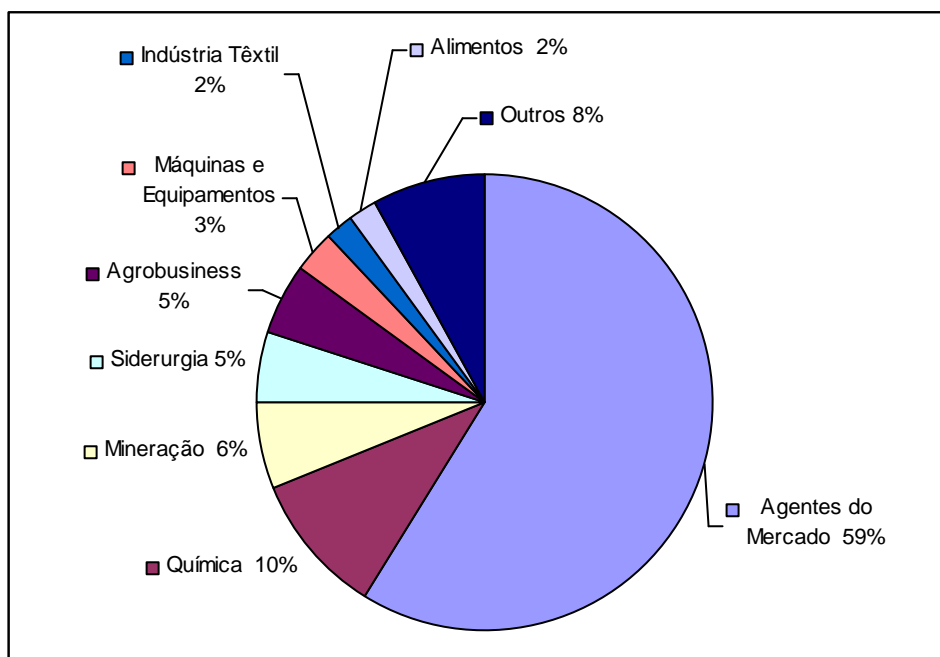


Gráfico 3.2 Setor de Atividades dos Clientes (%)
Fonte: Relatório Anual Energias do Brasil, 2007.

Com relação ao mercado livre, a empresa atuou na conquista de novos consumidores, buscando, além dos clientes das distribuidoras do Grupo, outros potenciais interessados em optar pelo mercado livre de energia. A venda de energia concentra seu maior percentual em agentes do mercado, 59% de acordo com o Gráfico 3.2. O restante está distribuído entre

clientes de variadas áreas de atuação. Então, de acordo com as estratégias do Grupo, de conquistar novos clientes, ainda há bastantes mercados para se explorar.

O volume de energia comercializada em 2006 foi de 6.379 GWh, Gráfico 3.3, o que equivale a um volume 4,8% maior do que em 2005 (6.379 GWh). No acumulado desde 2004, o crescimento dos negócios chega a 38,4%. O crescimento mais significativo de clientes ocorreu com consumidores da área de concessão das três distribuidoras do Grupo. (RELATORIOANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2006)

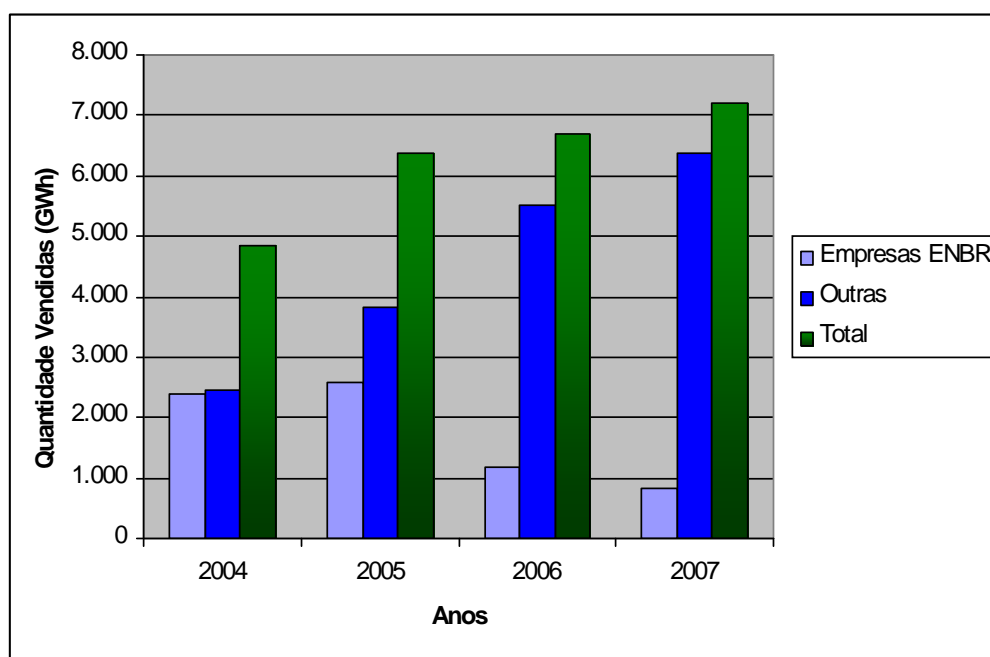


Gráfico 3.3 Venda de Energia (em GWh)

Fonte: Elaboração Própria com base no Relatório Anual Energias do Brasil 2007.

A Enertrade registrou recorde de vendas em 2007, com a comercialização de 7.188 GWh, (Gráfico 3.3), que equivale a um volume 7,2% superior ao de 2006. A receita líquida totalizou R\$ 617,7 milhões, acréscimo de 24,9%, em decorrência do maior número de clientes e elevação do preço da energia, principalmente no mercado de curto prazo. (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2007).

A redução do volume de energia vendida para empresas do próprio Grupo representa o cumprimento às novas regras do Setor Elétrico Brasileiro, que determinou, a partir de 2003, o fim do auto-suprimento, como foi visto com mais detalhes no capítulo II.

Durante o ano de 2007, a Enertrade aperfeiçoou serviços prestados aos clientes, que englobam a análise de viabilidade de adesão de consumidores cativos ao mercado livre,

contratação de energia, assessoria em análise e gestão de risco e representação na CCEE (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2007).

3.4.3 Distribuição

O segmento de distribuição concentra as principais atividades da “Energias do Brasil”, com forte presença nos Estados de São Paulo, do Espírito Santo e do Mato Grosso do Sul, por meio das distribuidoras: Bandeirante, Escelsa e Enersul (esta última que deixa de fazer parte do Grupo em 2008), respectivamente. No total, distribui energia para cerca de 3,2 milhões de clientes, representando uma população de quase 10 milhões de habitantes (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2007).

O mercado atendido pela Energias do Brasil, no segmento de distribuição, é essencialmente urbano considerando apenas seus clientes finais, como pode se observar pela Tabela 3.2.

Tabela 3.2 Mercado das distribuidoras

	Consumidores (Nº)		Volume (MWh)		Receita R\$ (mil)	
	2006	2007	2006	2007	2006	2007
Residencial	2.638.467	2.714.456	4.836.662	5.073.602	1.531.776	1.706.370
Industrial	23.240	23.500	4.488.404	4.482.490	893.312	1.060.270
Comercial	231.753	240.033	2.956.541	3.154.374	835.238	987.408
Rural	193.105	200.585	834.252	920.865	169.860	192.577
Outros	26.560	27.972	1.737.553	1.804.356	380.070	440.571
Total	3.113.125	3.206.546	14.853.412	15.435.687	3.810.256	4.387.196

Fonte: Elaboração própria a partir dos relatórios anuais da Energias do Brasil.

O crescimento do volume distribuído na classe residencial, de acordo com a Tabela 3.2, deveu-se ao aumento do número de clientes e do consumo *per capita* nas áreas de concessão. Na classe comercial, a ampliação reflete principalmente o crescimento do setor de serviços nas regiões da Bandeirante, Escelsa e Enersul. A classe rural também apresentou expressivo incremento nas regiões da Escelsa e Enersul pelo aumento da irrigação devido à falta de chuvas e as altas temperaturas verificadas no ano.

A atividade das empresas de distribuição da Energias do Brasil, no ano de 2005, registrou um incremento de 3,0% no volume total de energia distribuída em relação a 2004, Gráfico 3.4. O ano de 2005 foi o último ano em que as distribuidoras mantiveram Contratos

Iniciais (energia velha) de compra de energia (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS do BRASIL, 2005).

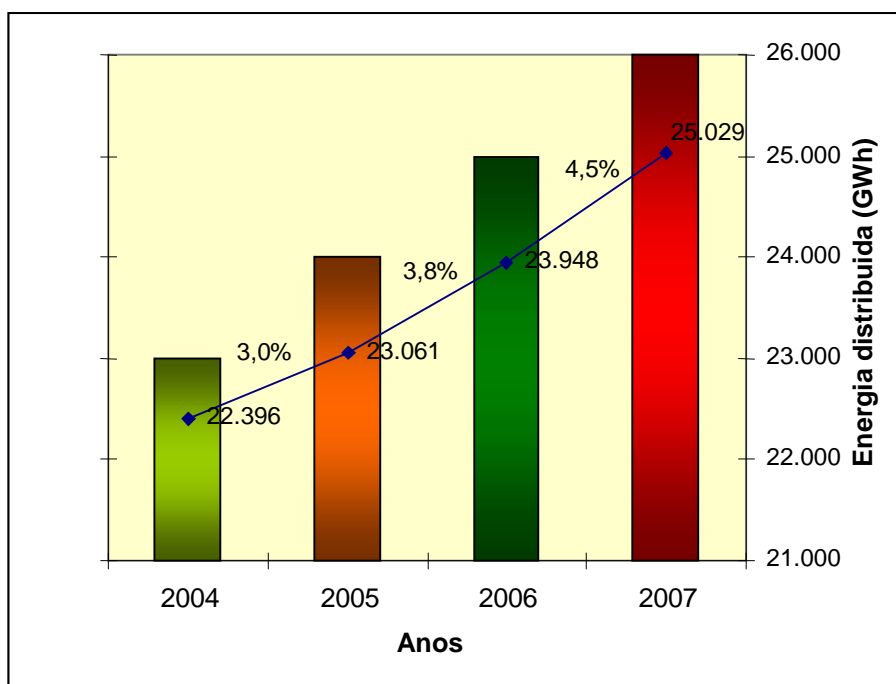


Gráfico 3.4 Energia Distribuída – Distribuidoras do Grupo
Fonte: Dados retirados dos Relatórios Anuais Energias do Brasil, 2004-2007.

No ano de 2005 as distribuidoras do Grupo participaram dos leilões de energia promovida pela Aneel, de acordo com as novas regras do setor. Elas atuaram no segundo leilão de empreendimentos existentes, realizado em abril de 2005, como também no leilão para compra de energia proveniente de novos empreendimentos, realizado em dezembro do mesmo ano.

A tendência de crescimento, no total de energia distribuída, se manteve nos anos seguintes. Entre 2005 e 2006 o acréscimo foi de 3,8%, Gráfico 3.4, refletindo o crescimento do mercado atendido pela Bandeirante, regiões do Alto Tietê, Vale do Paraíba e litoral norte do estado de São Paulo, área que concentra importantes setores econômicos (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS DO BRASIL, 2006).

Uma estratégia das distribuidoras, em 2005, foi a intensificação das ações para conter o crescimento das perdas, especialmente as comerciais, um fenômeno que tem se ampliado a partir do racionamento de energia, em 2001/2002. As perdas comerciais envolvem especialmente fraudes e medidores danificados e as perdas técnicas referem-se à dissipação de energia por efeito Joule, nos condutores das redes de distribuição. Na Energias do Brasil

(média das três distribuidoras), o índice anual de perdas totais (técnicas e comerciais) foi de 13,1%, em 2005, aumento de 1,6% em comparação a 2004, ver Gráfico 3.5.

As três empresas distribuíram 25.029 GWh em 2007, volume 4,5% acima do ano anterior, Gráfico 3.4. Esse resultado reflete o crescimento do consumo de energia durante o ano, especialmente nas classes comercial, residencial e rural, como observado na Tabela 3.2. A receita líquida totalizou R\$ 3.915,9 milhões, crescimento de 9,6% em comparação a 2006, enquanto o EBEDITA registrou queda de 18,1%. O desempenho financeiro foi influenciado pela revisão tarifária de suas distribuidoras: redução de 9,62% na Escelsa e 12,47% na Bandeirante. O maior impacto reflete a alteração da Base de Remuneração Regulatória (BRR) da Enersul, que tinham sido aprovadas em 2003 e que foram revistas em 2007. De acordo com esta revisão a distribuidora terá que devolver aos seus clientes cerca de R\$ 140 milhões, recebidos de seus clientes via tarifa desde 2003 (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS DO BRASIL, 2007).

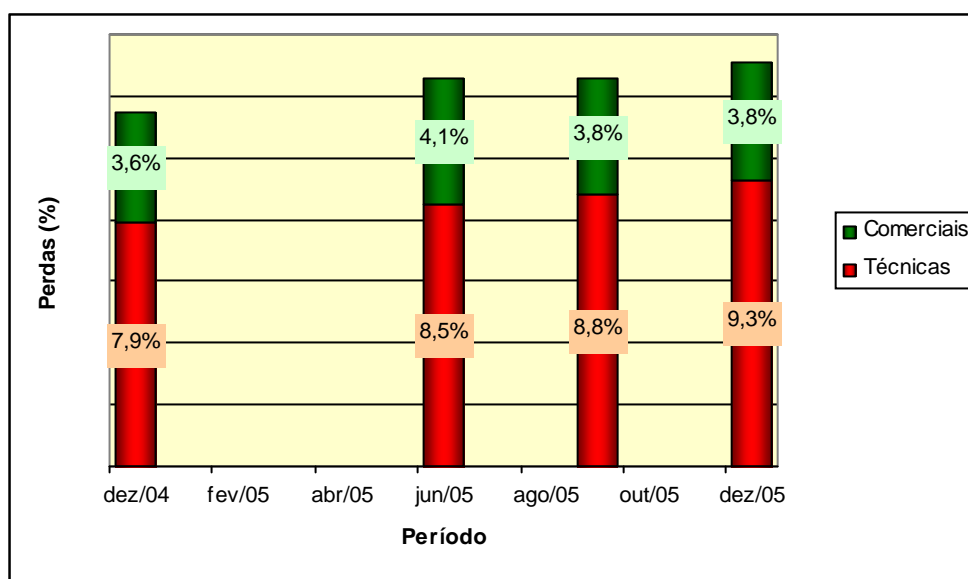


Gráfico 3.5 Perdas Totais (comerciais e técnicas)

Fonte: Elaborado com base no Relatório Anual Energias do Brasil, 2005.

O plano de combate às perdas comerciais, já adotado pelas distribuidoras em 2005, seria intensificado no triênio 2006/08, unificando as ações para reduzir o prejuízo representado especialmente por fraudes nas ligações (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS DO BRASIL, 2005).

Na comparação entre períodos 2006/2007, a participação tanto das classes de consumidores finais, quanto dos clientes livres (energia em trânsito), no total da energia distribuída, ficou estável em 62% e 37%, respectivamente, ver Tabela 3.3.

Tabela 3.3 Energia Distribuída por Classe de Cliente

Energia Distribuída (GWh)		
	2006	2007
Clientes Finais	62%	62%
Energia em Trânsito	37%	37%
Outros	1%	1%
Total	23.948	25.029

Fonte: Elaborado com base no Relatório Energias do Brasil, 2007.

Uma estratégia da empresa para o ano de 2007, na área de distribuição, foi o desenvolvimento do Projeto Opera, empreendimento pioneiro no setor elétrico que interliga em uma única plataforma os centros de operações das suas três distribuidoras. A integração permite gerenciar remotamente, on-line e em tempo real, o abastecimento de energia de 3,2 milhões de clientes, localizados em 171 municípios das três áreas de atuação. A solução confere mais agilidade, flexibilidade e redução de custos, além de reduzir os riscos operacionais. Com a integração dos centros de controle, as empresas estão preparadas para resolver com a máxima rapidez qualquer situação de emergência, como blecautes provocados por raios ou tempestades, e ganham agilidade para melhorar continuamente a qualidade do atendimento aos clientes (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS DO BRASIL, 2007).

Em 2007, Energias do Brasil assumiu algumas metas em relação ao desempenho econômico das empresas controladas: duplicar a capacidade de geração a partir de oportunidades adequadas, meta ainda em curso; reduzir as perdas comerciais no médio prazo, em reanálise, tendo em conta a evolução do marco regulatório (RELATÓRIO ANUAL ENERGIAS DO BRASIL, 2007).

Para 2008 foram estabelecidos novos desafios no desempenho econômico:

- Criação de uma nova unidade de negócio focada no desenvolvimento de portfólio de energias renováveis (PCHs, eólicas e biomassa);
- Alargar a atividade da área de comercialização de eletricidade;
- Otimizar a margem regulatória consolidando os padrões de qualidade de serviço.

3.4.4 Conclusões

Desde a chegada ao Brasil o Grupo EDP vem buscando crescer de maneira sustentável para cumprir seu objetivo de se tornar uma empresa líder no setor elétrico brasileiro,

respeitando os princípios do Grupo: crescer em geração e ser sempre majoritário nas parcerias para deter o controle das estratégias (exceção para a parceria com a MPX que não será repetida).

CONCLUSÃO

As mudanças iniciadas na década de 90 apenas iniciaram um novo modelo de organização da indústria elétrica brasileira. O mercado ainda está em processo de mudanças, que precisam ser reavaliadas, de maneira crítica, para que as mudanças necessárias sejam implementadas.

Os processos de reforma estão sujeitos a sofrer influências dos grandes grupos, pois estes têm grande poder para exercer esta influência a favor dos seus interesses. Para que isto não ocorra é necessário que as instituições públicas, responsáveis pelo planejamento e fiscalização do setor, não estejam vulneráveis a pressões políticas. A diversidade dos Grupos controladores dificulta a atuação da Aneel e de outras instituições. Faz parte da estratégia dos Grupos aproveitarem a etapa inicial da nova estrutura da indústria e dos agentes reguladores para se fortalecerem.

Em relação a Energias do Brasil a conclusão é de que, no que se refere ao seu principal objetivo, atuar de forma sustentável como forma de gerar valor para os seus acionistas o Grupo tem estratégias diferenciadas para cada área de atuação.

No segmento de geração, principal foco do Grupo, os investimentos previstos prevêm um aumento de capacidade, de geração térmica, de 1.540 MW estes divididos em três projetos: Termelétrica de Porto de Pecém (720 MW) em parceria com a MPX (50% de participação), com possível expansão com mais um grupo de 360 MW, Termelétrica a gás de Rezende (Rio de Janeiro) e, Termelétrica a gás no norte capixaba (Espírito Santo), ainda em fase de licenciamento.

Ainda no segmento de geração estão previstos estudos de viabilidade de hidrelétricas de médio porte com capacidade superior a 1.400 MW. Estes projetos estão previstos para serem desenvolvidos em parceria com a Cemig, Concremat, Andrade Guterrez, Eletronorte e Engevix.

Os projetos de investimento de geração a partir de fontes renováveis e alternativas pretendem superar os 1.000 MW. Os projetos estão divididos em três fontes: pequenas centrais hidrelétricas (cerca de 30 projetos em análise), desenvolvimento de parque eólico e de biomassa.

De acordo com o Plano de Negócios do Grupo 2007/2010, o Brasil apresenta um risco baixo, custo de capital baixo e boas perspectivas de crescimento econômico. A previsão é de que o PIB cresça 3,5% entre os anos de 2006/2011 e, 4,5% entre 2011/2016. Além disso, a publicação dos novos parâmetros que reforçam a estabilidade regulatória, no ano de 2006 reforçam as expectativas de novos investimentos na área de distribuição. Também estão previstos a melhoria contínua da eficiência visando diminuir as perdas técnicas e comerciais.

O processo de reestruturação societária modificou não apenas o nome da empresa de EDP Brasil para “Energias do Brasil”. No ano de 2005 também foi concretizada a desverticalização dos ativos, com a segregação dos negócios de geração e distribuição em cumprimento as novas regras do setor. Também, neste mesmo ano foi promovida a abertura de capital do Grupo com o objetivo de obter recursos para viabilizar os novos investimentos.

Com a segregação dos ativos, o Grupo teve que adotar uma nova estratégia de organização industrial. Dessa forma, deixou de atuar como uma empresa verticalizada e, passou a atuar como uma *holding*. Assim a “Energias do Brasil” é a controladora e as empresas que atuam em cada segmento da produção, são suas controladas. Ela é responsável pelo desenvolvimento de novos projetos e financiamento de suas controladas.

Esta forma de organização tornou-se bastante comum na indústria elétrica brasileira, após a reestruturação. Com o fim da verticalização, não foi mais possível fazer uso dos subsídios cruzados ao longo da cadeia produtiva. E, somado a essas mudanças pode-se acrescentar as especificidades dos ativos e as incertezas devido à complexidade do setor que tendem a elevar os custos de transação, já que agora a empresa dependerá muito mais do mercado do que antes. Desta forma será necessária a realização de um número elevado de contratos que estão sujeitos a assimetria de informação e risco moral, elevando ainda mais os custos de transação.

Ao estruturar-se sob a forma de *holding* as empresas visam minimizar os custos de transação e maximizar os ganhos das sinergias das operações ao longo da cadeia de produção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BANDEIRA, Fasuto de P. M. **Análise das alterações propostas para o modelo do setor elétrico brasileiro**. Câmara dos Deputados. Agosto. 2003.

BNDES. **BNDES, 50 anos – Histórias Setoriais: O Setor Elétrico**. Rio de Janeiro, Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), 2002.

BRITTO, J. Cooperação interindustrial e redes de empresas. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. cap. 15, p. 345-386.

_____. Diversificação, competências e coerência produtiva. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. cap. 14, p. 307-342.

CASTRO, Nivalde José de & FRANCESCUTTI, Fábio G.. Algumas considerações sobre as transformações recentes do Setor de Energia Elétrica no Brasil. In: **III Encontro de Economistas de Língua Portuguesa**, Macau: jun 1998.

_____. **Agências Reguladoras e estratégia das empresas do Setor de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: IE-UFRJ, 24 de março de 2003.

_____. Problemas e perspectivas da crise financeira do Setor Elétrico Brasileiro. **IFE: informativo diário da conjuntura do Setor Elétrico**, Rio de Janeiro, n. 1.097, 28 abr. 2003. Disponível em: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/castro9.htm>. Acesso em: 04 set. 2008.

_____. O novo marco regulatório do setor elétrico do Brasil. **IFE: informativo diário da conjuntura do Setor Elétrico**, Rio de Janeiro, n. 1298, 03 mar. 2004. Disponível em: <http://www.provedor.nuca.ie.ufrj.br/eletrobras/artigos/castro13.htm>. Acesso em: 04 set. 2008.

CASTRO, Nivalde José de & FERNANDES, Paulo César. A reestruturação do setor elétrico brasileiro: passado recente, presente e tendências futuras. In: XIX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Rio de Janeiro, out 2007.

CCEE. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br/cceeinterdsm/v/index>>. Acesso em 1º de nov. de 2008.

COASE, R. H. The nature of the firm (1937). In: WILLIAMSON, O. E.; WINTER, S. G. (ed.) **The nature of the firm: origins, evolution, and development** . Nova Iorque: Oxford University Press, 1993. p.18-33.

ENERGIAS DO BRASIL. **Relatório Anual 2003**. São Paulo, 2003. 135 p.

_____. **Relatório Anual 2004**. São Paulo, 2004. 108 p.

_____. **Relatório Anual 2005**. São Paulo, 2005. 121 p.

_____. **Relatório Anual 2006**. São Paulo, 2006. 86 p.

_____. **Relatório Anual 2007**. São Paulo, 2007. 102 p.

ENERGIAS DO BRASIL. Disponível em <<http://www.energiasdobrasil.com.br>>. Acesso em 16/02 de 2009.

FIANI, R. Teoria dos custos de transação . In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002.

FREITAS, K. R. V. **As Estratégias Empresariais de Cooperação e Integração Vertical: o Caso da Indústria de Petróleo do Brasil**. Monografia (Bacharelado em Ciências Econômicas). Instituto de Economia. Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2003.

HART, Oliver. “Incomplets contracts and the theory of the firm”. In: O. WILLAMSON e S. WINTER (ed.), **The Nature of the Firm**. Oxford: Oxford University Press. 1993, p. 138-158.

JOSKOW, Paul L. The role of transaction cost economics in antitrust and public utility regulatory policies, **Journal of Law, Economics, & Organization**, 1991 v. 7, p. 53-83.

LEITE, André Luis da Silva & CASTRO, Nivalde José de. **Estrutura de governança e a formação de holdings no setor elétrico brasileiro**. Estratégia e Negócios, Rio de Janeiro, v. 1, n. 2, 15 p, jul-out 2008.

MME. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/site/menu/selec>>. Acesso em 1º de nov. de 2008.

OLIVEIRA, R. G. de. **As Novas Estratégias das Empresas Privatizadas do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético). COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 1999.

PINTO Jr, Helder Q. (Org.). Economia da Indústria Elétrica. In: **Economia da Energia**. (p.129-229) Rio de Janeiro. Campus. 2007.

PINTO Jr. Helder Q. & FIANI, R. Regulação Econômica. In: KUPFER, D.; HASENCLEVER, L. **Economia Industrial: fundamentos teóricos e práticas no Brasil**. Rio de Janeiro: Campus, 2002. cap. 22, p. 515-542.

ROXO, Letícia Figueiredo. **A Credibilidade das Reformas: Uma Análise do Setor Elétrico Brasileiro**. Dissertação (Mestrado em Ciências Econômicas) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

SANTOS, Ricardo Henrique dos. **Modelo 2004: fundamentos, formulação e incertezas do setor elétrico**. Dissertação (Tese de doutorado). Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.

SANTOS, Tânia M.D. **A Crise no Setor Elétrico Brasileiro**. Trabalho de conclusão de curso (Especialização em Políticas Públicas). Universidade de Brasília. Brasília, 2002.

SAUER, I. **Um Novo Modelo para O Setor Elétrico Brasileiro**. Texto para discussão. Programa Interunidades (IEE-EPE-FEA-IF). Universidade de São Paulo, 2002.

WILLIAMSON, O. **Markets and hierarquies: analysis and antitrust implication.** Nova York: Free Press. 1975

———. **The economics institutions of capitalism.** Nova York: Free Press. 1985

———. **The mechanisms of governance.** Oxford: Oxford University Press.1996

WILLIAMSON, O. E.; WINTER, S. G. (ed.) **The nature of the firm: origins, evolution, and development.** Nova Iorque: Oxford University Press, 1993.