



Universidade de Brasília - UnB

Departamento de Economia

Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios – REGEN

**NORMAS REGULATÓRIAS BRASILEIRAS PARA
INCENTIVAR O INVESTIMENTO PRIVADO NO
SETOR DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NA
ÚLTIMA DÉCADA: DO MODELO À REALIDADE**

MICHELE NUNES FREIRES CERQUEIRA

Brasília, agosto de 2013

FICHA CATALOGRÁFICA

CERQUEIRA, Michele Nunes Freires

Normas Regulatórias Brasileiras para Incentivar o Investimento Privado no Setor de Geração de Energia Elétrica na Última Década: do Modelo à Realidade, 2013. 151p.

Dissertação: Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios

Orientador: Ivan Marques de Toledo Camargo, Doutor.

1. Investimento Privado em Geração de Energia Elétrica
2. Modelo Regulatório do Setor Elétrico
3. Análise de Riscos

I. CERME/UnB

II. Título: Mestre

Cessão de Direitos

NOME DO AUTOR: Michele Nunes Freires Cerqueira

TÍTULO DA DISSERTAÇÃO DE MESTRADO PROFISSIONAL: Normas Regulatórias Brasileiras para Incentivar o Investimento Privado no Setor de Geração de Energia Elétrica na Última Década: do Modelo à Realidade.

GRAU/ANO: Mestre/2013

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta dissertação de mestrado profissional e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos ou científicos. O autor reserva direitos de publicação e nenhuma parte desta dissertação de mestrado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Michele Nunes Freires Cerqueira

**NORMAS REGULATÓRIAS BRASILEIRAS PARA INCENTIVAR O
INVESTIMENTO PRIVADO NO SETOR DE GERAÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA NA ÚLTIMA DÉCADA: DO MODELO À REALIDADE**

Dissertação apresentada ao Departamento de Economia
da Universidade de Brasília para obtenção do Título de
Mestre em Regulação e Gestão de Negócios.

Comissão Examinadora formada pelos membros:

Prof. Dr. Ivan Marques de Toledo Camargo – UnB
(Presidente e Orientador)

Prof. Dr. Bernardo Pinheiro Machado Mueller – UnB
(Membro Titular)

Dr. João Odilon Freitas e Silva – UnB
(Membro Titular)

Local: Universidade de Brasília
Departamento de Economia
UnB – Brasília

16 de agosto de 2013

A Deus, por me guiar
Ao meu esposo por todo apoio
Ao meu filho pela força

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus pelo dom da vida e pela graça de alcançar mais esse desafio. A Ele entrego meus dias e rogo para que governe a vida de cada um dos que serão mencionados aqui.

Ao meu esposo Francisco Silva, pela compreensão e confiança depositados durante mais essa etapa, a quem dedico meu viver.

Ao meu filho, pela força e alegrias que me tem dado, ainda que desconheça, por ora, o sabor da vida.

Aos meus pais, pela confiança depositada e pelo esforço realizado durante toda minha jornada acadêmica. São eles os maiores responsáveis pelo investimento de maior retorno que se tem notícia: aquele em educação.

Ao professor orientador Ivan Camargo, que mesmo na sua posição de magnífico reitor, dispôs-se a contribuir com seu conhecimento e sensatez.

Ao amigo e consultor Eduardo Ellery, pela imensurável colaboração, não somente na elaboração deste trabalho, mas durante todo período que segue a graduação, compartilhando generosamente sua experiência e inteligência ímpar.

Aos amigos e demais sócios da Abdo, Ellery & Associados Consultoria, pelo incentivo e investimento na qualificação de sua equipe. São eles José Mario Abdo, Antônio Marra, Álvaro Mesquita e Cesar Gonçalves, profissionais de notório saber com quem aprendi muito do que levo comigo hoje.

Finalmente, aos amigos Lorena Melo e Rodrigo Carvalho pelo companheirismo, encorajamento e pelas valiosas discussões, essenciais para a conclusão deste trabalho.

RESUMO

A participação do setor privado nas atividades de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica no Brasil ganhou vigor a partir da reestruturação do setor iniciada em 1995, por meio de reformulação do arcabouço legal, o qual vem sendo objeto de contínuos aperfeiçoamentos, cabendo destaque para os marcos legais de 1998 e de 2004.

O propósito deste trabalho é fazer uma análise crítica das medidas regulatórias tomadas no setor elétrico brasileiro, com destaque para a instituição do Novo Modelo, mediante a publicação das Leis n^{os} 10.847 e 10.848, ambas de 15 de março de 2004, especialmente do ponto de vista do investidor em geração de energia elétrica, trazendo a discussão para uma esfera macroeconômica brasileira. Em especial, serão identificados os fatores de governança institucional - e outros considerados relevantes - que facilitaram ou dificultaram o envolvimento de investidores privados no setor de geração de energia elétrica.

Inicialmente será apresentado histórico das normas que propiciaram uma maior participação do capital privado no setor elétrico, inseridas a partir da década de 1990, até a apresentação do Novo Modelo regulatório brasileiro e do contexto político e econômico brasileiro sob o qual emergiu.

Serão apresentados também os principais elementos inseridos pelo Novo Modelo, os agentes institucionais e o papel de cada um deles, bem como a teoria econômica que suporta o investimento em geração de energia elétrica no Brasil, de modo a avaliar os impactos das medidas inseridas e tratadas em cada capítulo, considerando a dinâmica regulatória que envolve a gestão do setor de energia elétrica.

Por fim, serão identificadas as potencialidades e fragilidades do Novo Modelo instituído e das normas que o seguiram, com indicação de oportunidades de melhorias. De modo geral, serão apresentadas as conclusões e as recomendações resultantes da análise individual de cada capítulo.

O conteúdo apresentado contribui com a melhor caracterização do setor elétrico brasileiro sob os aspectos que incentivaram o investimento do particular na realização de serviços antes realizados basicamente pelo Estado de forma prejudicada.

Palavras-chave: 1. Investimento. 2. Privado. 3. Geração. 4. Energia. 5. Regulação. 6. Riscos.

ABSTRACT

The private sector participation in distribution, transmission and generation of electricity in Brazil gained force from the sector's restructuring started in 1995, by reformulating the legal framework, which has been subject of continuous improvements, especially in 1998 and 2004.

This work aims to make a critical analysis of regulatory arrangements made in Brazilian electric sector, emphasizing the establishment of the New Model with the publication of Laws 10847 and 10848, both dated March 15, 2004 especially from the point of view of power generation investor, bringing the discussion to a macroeconomic analysis.. In particular, it will identify institutional governance factors - and others considered relevant - that have facilitated or hindered the involvement of private investors with electricity generation enterprises.

Initially it will present the history of standards which have induced greater private sector participation in Brazil's electricity systems, since early 1990s until the presentation of the New Brazilian Regulatory Model, including economic and political contexts in which it was developed.

It will introduce the main elements inserted by the New Model, the institutional agents involved and the role of each of them, as well as economic theory that supports Brazilian power generation investment, in order to evaluate the measures included, considering the regulatory dynamic involving the electric sector management.

Finally, it will be identified the New Model's strengths and weaknesses, as well as subsequent laws, indicating opportunities for improvement. In general, it will present the conclusions and recommendations resulting from individual analysis of each chapter.

The content presented in this text contributes to a better characterization of the Brazilian electric sector, as it delves into the aspects that encouraged private investments on a scenario of insufficient state-owned services.

Keywords: 1. Investment. 2. Private. 3. Generation. 4. Energy. 5. Regulation. 6. Risks.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1: Investimento Mundial em Energia com Participação Privada	15
Figura 1.2: Investimento Total em Projetos de Infraestrutura no Brasil – 1990 a 2011	16
Figura 1.3: Investimento Privado no Setor Elétrico Brasileiro por segmento.....	17
Figura 3.1: Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro	41
Figura 6.1: Mudanças trazidas pelo Novo Modelo.....	83
Figura 7.1: Processo de realização dos leilões de energia nova – LEN.....	87
Figura 7.2: Composição da Matriz de Energia Elétrica Brasileira	92
Figura 7.3: Capacidade Contratada no ACR (LEN, LFA e LER)	93
Figura 7.4: Garantia Física ofertada no 15º Leilão LEN por fonte - MWmédio e %.....	94
Figura 8.1: S&P 500 e Taxa livre de risco.....	102
Figura 9.1: Histórico das ações da Eletrobras na Bovespa.....	120
Figura 9.2: Histórico das ações do índice de Energia Elétrica (IEE)	120

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1: Encargos setoriais no Setor Elétrico Brasileiro	46
Tabela 3.2: Distribuidoras privatizadas	48
Tabela 7.1: Matriz de energia elétrica brasileira.....	92
Tabela 8.1: Escala de Classificação das Agências de Rating	106
Tabela 8.2: Histórico da Classificação de risco Brasil	106
Tabela 8.3: Custo de Capital Próprio para LENs	109
Tabela 8.4: Condições do apoio financeiro à implantação da UHE Belo Monte	111
Tabela 8.5: Condições do apoio financeiro a pequenas, médias e grandes empresas	112
Tabela 8.6: Classificação atual do Rating do Brasil.....	115

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CAR	Curva de Aversão ao Risco
CCC	Conta de Consumo de Combustíveis
CCEAL	Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre
CCEAR	Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
CMN	Conselho Monetário Nacional
CMR	Custo Marginal de Referência
CMO	Custo Marginal de Operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CRC	Conta de Resultados a Compensar
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
DNPM	Departamento Nacional de Produção Mineral
EER	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargo de Serviços do Sistema
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCOI	Grupo de Coordenação para Operação Interligada
ICB	Índice de Custo Benefício
ICG	Instalações Compartilhadas de Geração
LEE	Leilão de Energia Existente
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas

MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP	Mercado de Curto Prazo
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MME	Ministério de Minas e Energia
MP	Medida Provisória
MPME	Micro, Pequenas e Médias Empresas
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIB	Produto Interno Bruto
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças
PND	Programa Nacional de Desestatização
PPT	Programa Prioritário das Termelétricas
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
RAP	Receita Anual Permitida
RESEB	Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
UBP	Uso do Bem Público
UHE	Usina Hidrelétrica
VN	Valor Normativo

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	14
1.1. Estrutura do trabalho	22
2. METODOLOGIA	24
3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	25
3.1. Histórico.....	25
3.2. Herança jurídica: quadro geral	29
3.3. Estrutura Institucional Vigente.....	32
3.3.1. Elaboração de Políticas	32
3.3.2. Planejamento Setorial	34
3.3.3. Regulamentação e Fiscalização	35
3.3.4. Operação	36
3.3.5. Mercado de Consumo de Energia Elétrica.....	38
3.3.6. Ambientes de Contratação de Energia Elétrica no Brasil	39
3.3.7. Encargos e Tributos	42
3.4. Fatores que levaram à necessidade da participação do setor privado.....	46
4. PRIMEIRO CICLO DE REFORMAS - MOTIVAÇÕES E ANTECEDENTES	50
4.1. Introdução	50
4.2. Critérios que Incentivam a Entrada do Investidor no Setor Elétrico	50
4.3. O Papel das Instituições no incentivo ao investimento privado em infraestrutura	52
4.4. A Constituição de 1988	56
4.5. Lei nº 8.631, de 1993 (Lei Elizeu Resende)	58
5. CONDIÇÕES BÁSICAS LEGAIS PARA IMPLEMENTAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DO SETOR PRIVADO NO PRIMEIRO CICLO DE REFORMAS	60
5.1. Lei nº 8.987 (1995): Lei das Concessões de Serviço Público.....	60
5.2. Lei nº 9.074 (1995).....	61
5.3. Lei nº 9.427 (1996).....	64
5.4. Lei nº 9.648 (1998).....	65
5.5. Lei nº 10.438 (2002).....	68
5.6. Conclusões do Capítulo.....	69
6. O SEGUNDO CICLO DE REFORMAS	74
6.1. Lei nº 10.847 (2004).....	75
6.2. Lei nº 10.848 (2004).....	76
6.3. Conclusões do Capítulo.....	80
7. OS LEILÕES PARA CONTRATAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA	84

7.1.	Leilões Regulados para Contratação de Energia Nova (LEN)	85
7.2.	Leilões Regulados para Contratação de Energia Existente (LEE)	88
7.3.	Leilões de Fontes Alternativas (LFA)	89
7.4.	Leilões de Reserva (LER).....	90
7.5.	Leilões de Ajuste.....	91
7.6.	Resultados dos Leilões	91
8.	CONDIÇÕES ATUAIS PARA INVESTIR NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	96
8.1.	Metodologia de Cálculo do Custo de Capital Próprio.....	98
8.1.1.	Taxa Livre de Risco.....	100
8.1.2.	Prêmios de Risco do Negócio	101
8.1.3.	Prêmio de Risco de mercado	101
8.1.4.	Prêmios de risco adicionais	103
8.1.5.	Prêmio de risco regulatório	107
8.1.6.	Resultados sobre o custo de capital próprio	108
8.2.	Metodologia de Cálculo do Custo de Capital de Terceiros (ou dívida)	109
8.2.1.	Condições do BNDES para financiamento do segmento de geração	110
8.2.2.	Definição do Custo Marginal de Referência de LENs.....	113
8.3.	Conclusões do Capítulo	115
9.	O PÓS-SEGUNDO CICLO DE REFORMAS.....	117
9.1.	MP 579, de 11/09/2012 - Convertida na Lei nº 12.783, de 11/01/2013	117
9.2.	As Externalidades	122
9.3.	Conclusões do Capítulo	128
10.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	133
10.1.	Recomendações	138
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	140

1. INTRODUÇÃO

O fornecimento de infraestrutura de boa qualidade apresenta-se como uma prioridade política para garantir o desenvolvimento sustentável do país. Em uma análise da relação entre infraestrutura, desenvolvimento, crescimento econômico e distribuição de renda em 100 países entre 1960 e 2000, Calderon e Serven (2003) observaram que o estoque de infraestrutura afeta positivamente o crescimento de um país. Notaram ainda que os níveis de qualidade e de quantidade de infraestrutura reduzem a desigualdade de renda.

De acordo com dados mais recentes do Banco Mundial, publicados em setembro de 2012, 243 novos projetos de energia com participação privada foram negociados financeiramente ou contratualmente em 2011, nos 35 países pesquisados localizados na Ásia, América Latina, África e Europa. Somente no Brasil, foram 46 novos projetos com esse formato naquele ano. Os dados incluem principalmente projetos de médio e grande porte¹ em países com baixa e média renda². O total de compromissos de investimento em projetos de energia³ no mesmo ano para o mesmo grupo de países atingiu US\$70,1 bilhões, dos quais US\$53,4 bilhões referem-se a novos investimentos e US\$16,8 bilhões a projetos já iniciados. Esse montante realizado no ano de 2011 sofreu queda de 11% quando comparado ao montante investido em 2010, quando os investimentos totalizaram US\$ 78,5 bilhões.

Os principais condutores dessa tendência de queda encontram-se no Sul e Leste da Ásia e no Pacífico. Patrocinadores⁴ indianos, brasileiros e turcos foram os mais ativos, embora 93% das suas atividades tenham sido domésticas, ou seja, sem a participação de capital internacional. Os respectivos montantes acordados de investimento privado nacional no mesmo ano, segundo dados do BNDES, foram de US\$ 11,9 bilhões no Brasil, US\$ 14,7 bilhões na Índia e US\$ 6,4 bilhões na Turquia.

O montante de investimentos privados realizado em projetos do setor de energia em alguns dos países estudados, no ano de 2011, de acordo com a mesma fonte, é mostrado no lado direito da figura 1.1. O gráfico mostra ainda a proporção de parcerias internacionais.

¹ Projetos de pequena escala geralmente não são incluídos devido à falta de informações pública. Mais informações estão disponíveis em: <http://ppi.worldbank.org/>.

² Os países objeto da pesquisa foram divididos em três grupos, quais sejam: baixa renda, renda média-baixa e renda média-alta.

³ Incluem-se investimentos em gás natural

⁴ Os patrocinadores são entidades privadas que têm uma participação acionária de pelo menos 15 por cento no projeto, no ano de atualização dos dados pelo Banco Mundial. A empresa estatal estrangeira é considerada uma entidade privada.

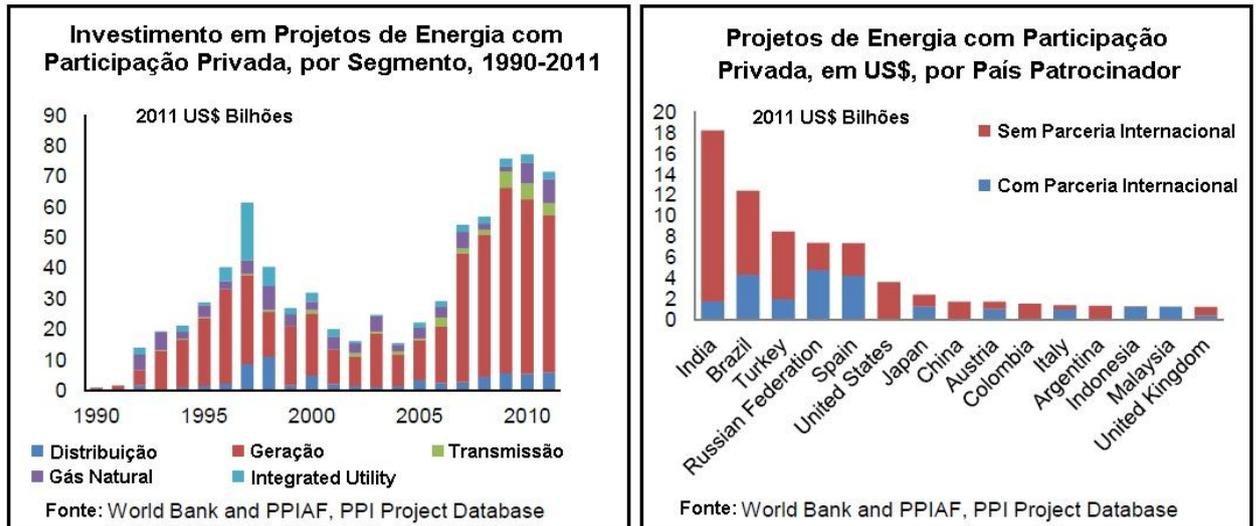


Figura 1.1: Investimento Mundial em Energia com Participação Privada
 Fonte: (Banco Mundial, 2012) Modificado

A Figura 1.1 mostra também, do lado esquerdo, o montante de investimentos privados realizados em projetos do setor de energia para o mesmo grupo de países estudado, por segmento, no período de 1990 a 2011.

A necessidade de incentivos ao investimento privado decorre da falta de recursos do setor público para atender a necessidade crescente de infraestrutura, com destaque para a grande maioria das economias de mercado emergentes. Para preencher a lacuna entre demanda de serviços e sua prestação, os governos têm incentivado o setor privado a investir em projetos de infraestrutura, especialmente a partir do início da década de 1990.

Em resposta à abertura de novos mercados, empresas privadas buscaram investir em projetos de infraestrutura nesses mercados emergentes durante os anos 1990, quando um quarto do total investido em infraestrutura foi financiado por capital privado, tornando o segmento de infraestrutura o de mais rápido crescimento dos fluxos privados para países em desenvolvimento (World Bank, 2003). Conforme observou Izaguirre (2002), 132 países de renda baixa e média acolheram investimentos privados em infraestrutura durante o período de 1990-2001, quando os compromissos em investimento totalizaram quase US\$ 750 bilhões, referentes a 2.500 projetos de infraestrutura em países emergentes.

Após atingir seu pico em 1997, o investimento privado em infraestrutura no setor elétrico nos diversos países estudados sofreu uma queda constante até sua retomada uma década depois, conforme observado na figura 1.1 (lado esquerdo). O nível de investimento em 2001 foi inferior à metade daquele verificado em meados da década de 1990. A renegociação e cancelamento de contratos privados verificados no início da década de 2000, embora em

número reduzido - apenas 48 projetos (2%) foram cancelados, de um total de 2.500, que atingiu fechamento financeiro na última década - reforçou a noção de que o investimento pode não ser sustentável em mercados de alto risco (Harris, 2003).

No que se refere ao caso brasileiro, desde a segunda metade dos anos 30 até o início dos anos 90, verificou-se no país uma diminuição gradativa da participação privada no setor de energia, em detrimento de uma intensa inserção do Estado, conforme será apresentado adiante.

Todavia, a partir do início da década de 90, o país, assim como a maioria dos países em desenvolvimento, vem esboçando políticas que estimulam a participação do setor privado em projetos de infraestrutura, em virtude da *necessidade de incrementar a qualidade e a eficiência operacional dos serviços de infraestrutura em um contexto de crescentes restrições orçamentárias do setor público* (Costa & Tiryaki, 2011).

Mas, a princípio, a ideia de atrair o setor privado para os setores de infraestrutura encontrou muita resistência, especialmente por parte de sindicatos, centrais de trabalhadores e partidos políticos então de oposição. Apesar da entrada do capital nacional ou internacional no setor ser considerada interessante como forma de acelerar o processo de crescimento do país, prevalecia a ideia de que setores estratégicos de infraestrutura, particularmente energia e telecomunicações, deveriam permanecer sob a tutela do Estado. Somente a partir do ano de 1995 o setor privado voltou a participar de forma mais ativa em termos de investimento e gerenciamento de projetos de infraestrutura, conforme ilustrado na figura 1.2.

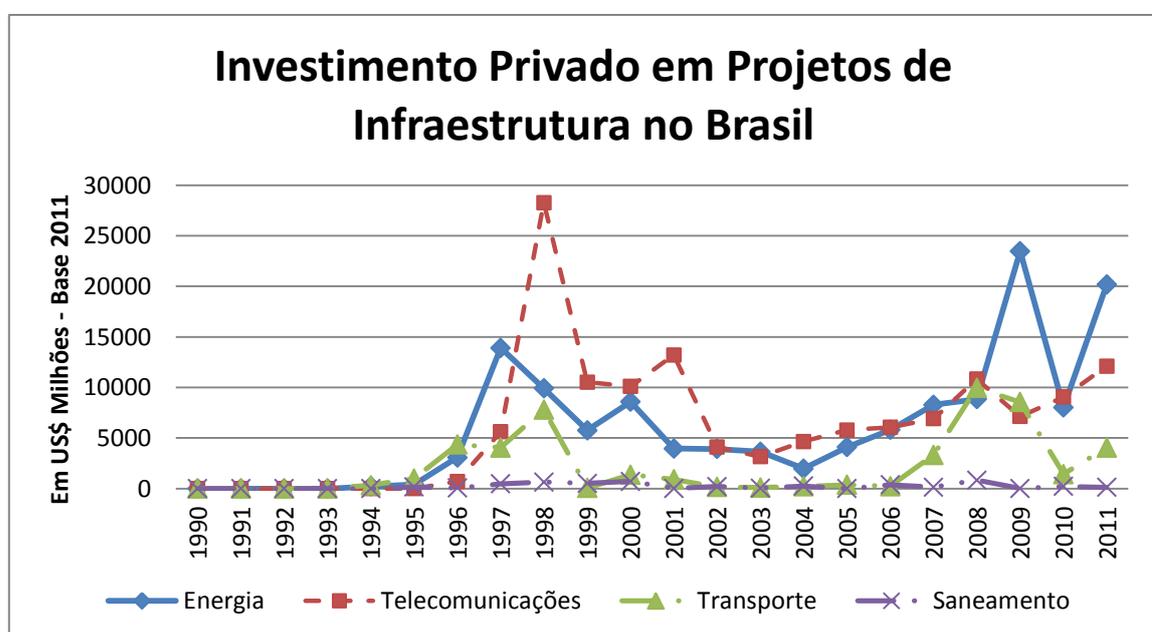


Figura 1.2: Investimento Total em Projetos de Infraestrutura no Brasil – 1990 a 2011

Fonte: (Banco Mundial, 2013)

Ainda com relação à figura 1.2, de acordo com dados do Banco Mundial (Banco Mundial, 2013), recursos da ordem de US\$ 325 bilhões foram direcionados a projetos de infraestrutura com participação do setor privado no Brasil entre os anos de 1990 e 2011⁵. Deste total, o setor de energia absorveu US\$ 134 bilhões (ou 41% do investimento total, ficando atrás somente do setor de telecomunicações, que atraiu pouco mais de 42% do investimento), sendo que US\$ 60,6 bilhões referem-se ao segmento de geração de energia elétrica. A figura 1.3 mostra esse volume de investimento disposto por segmento, no período de 1993 a 2011.

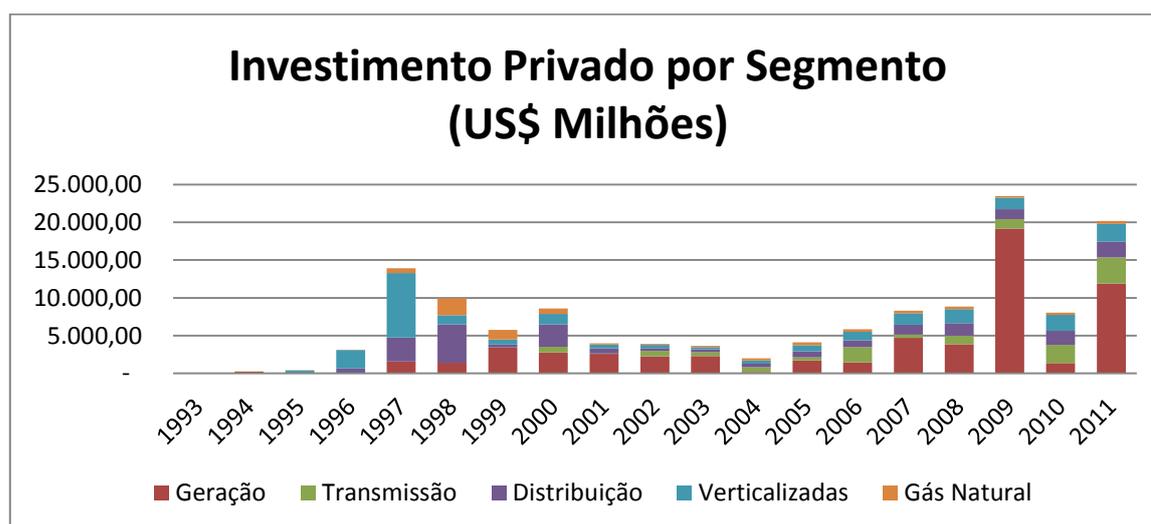


Figura 1.3: Investimento Privado no Setor Elétrico Brasileiro por segmento
Fonte: (Banco Mundial, 2013)⁶

Importante destacar o quanto esse montante (US\$ 60,6 bilhões) é significativo quando comparado à soma das estimativas de investimentos contratados para implantar usinas “vencedoras” em leilões de energia nova, leilões de fontes alternativas e leilões de reserva; no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Segundo dados disponíveis no sítio da ANEEL na *internet*, de 2005 a 2011 a previsão para contratação de novos investimentos em geração de energia elétrica no Brasil foi de aproximadamente US\$ 65 bilhões⁷. Para o mesmo período, o montante total de investimento privado contratado para o mesmo segmento, segundo o referido estudo realizado pelo Banco Mundial, equivale a US\$ 44 bilhões, ou seja, 67% do total.

Ainda de acordo com os dados do Banco Mundial, os primeiros investimentos do setor privado em energia, ainda que pouco representativos, somente começaram a ser

⁵ O investimento total durante o período de 1990 a 1993 foi nulo.

⁶ <http://ppi.worldbank.org/explore/Report.aspx?mode=1>. Acesso em 29/05/2013

⁷ Nos leilões para contratação de energia no ACR participam tanto investidores privados quanto empresas estatais. Os dados coletados no site da ANEEL foram corrigidos pelo IPCA para a mesma base daqueles obtidos pelo Banco Mundial: setembro de 2012.

implementados no Brasil a partir de 1994. O lançamento do Plano Nacional de Desestatização em 1990, a estabilidade econômica provida pelo Plano Real em 1994 e a criação da ANEEL em 1996 contribuíram decisivamente para estimular um maior envolvimento do setor privado no setor de energia.

Essa tendência de crescimento se reverte de forma significativa a partir de 1998, fruto da instabilidade tanto doméstica quanto no mercado internacional. As sucessivas crises financeiras no sudeste Asiático, na Rússia e na Argentina, além da crise cambial que ocorreu no Brasil em 1999, fizeram com que o investimento se contraísse de forma expressiva, alcançando o nível mais baixo em 2004. O declínio no investimento, como apontado anteriormente, juntamente ao baixo índice pluviométrico, foram os principais determinantes da crise de racionamento. A momentânea recuperação no investimento que pôde ser observada em 2001 refletiu apenas os esforços do governo em reverter o quadro de déficit de energia (e.g. Programa Prioritário das Termelétricas – PPT no ano de 2000) (Costa & Tiryaki, 2011).

Somente a partir de 2005, os investimentos com participação do setor privado começaram a reagir. A continuidade da estabilidade econômica e o cenário internacional favorável garantiram que o volume de inversões em energia consolidasse sua tendência ascendente. A crise de 2008, mesmo desaquecendo o setor, não reverteu a trajetória crescente e, em 2009, o setor experimentou auge de investimento, quando grandes projetos de geração começaram a ser construídos, como as hidrelétricas de Jirau e Santo Antônio, a termelétrica Porto Pecém (I e II), além de vários projetos de geração de pequeno porte a partir da biomassa da cana de açúcar.

Verifica-se, desse modo, que a crise financeira internacional de 2008, desencadeada pelo *crash* das hipotecas imobiliárias nos Estados Unidos, afetou pouco o Brasil, em comparação com as economias internacionais, que sofreram e ainda sofrem os efeitos daquele período. Acredita-se que essa imunidade tenha sido decorrente dos sólidos fundamentos econômicos então existentes, relativos à estabilidade política e às regras que faziam do país um dos principais destinos de investimentos estrangeiros (Salomão, 2008).

Os fundamentos básicos da economia verificados à época permitiram analisar com certo otimismo os impactos da crise sobre o país, quais sejam: a reserva cambial superior a 200 bilhões de dólares, o contingenciamento da dívida externa, o bom desempenho das

exportações, o aquecimento do mercado interno e a solidez do sistema bancário nacional (Salomão, 2008)

Particularmente em 2009 e em 2011, a participação do setor privado em projetos de energia no país cresceu de forma significativa, situação distinta da média global do grupo de países objeto de estudo do Banco Mundial, conforme figura 1.1. A queda sofrida pelo montante de investimentos no setor elétrico, no total dos países estudados no ano de 2011, com relação ao ano anterior, não foi verificada internamente. Pelo contrário, o ano de 2011 foi substancialmente mais positivo que o de 2010. Enquanto que em 2010 verificou-se um montante investido de pouco mais de US\$ 8 bilhões, em 2011 esse montante superou os US\$ 20 bilhões, de acordo com a mesma fonte.

Na sequência, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2008/2017 previa à época cerca de 5% de crescimento do Produto Interno Bruto (PIB) brasileiro para os dez anos seguintes, o que demandaria grande evolução da infraestrutura. Tal previsão não se confirmou. O PIB de 0,9% em 2012, atribuído principalmente à baixa atividade do setor industrial, sinaliza o aumento da percepção de risco do investidor e a perda de atratividade de investimentos, com a consequente fuga de capital, causada por medidas governamentais que sugeririam certa aversão ao setor privado e pouco diálogo com ele.

Esse tema voltou a ganhar espaço nos últimos meses, especialmente, no que concerne ao setor elétrico brasileiro, após a edição da Medida Provisória (MP) nº 579, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013 - que permitiu a antecipação da prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia elétrica vincendas até 2017, mediante a aceitação de condições específicas.

A percepção de que os leilões para venda de energia existente não estavam atendendo as expectativas de preços baixos⁸ sinalizou a necessidade de novas medidas para alcançar a tão almejada modicidade tarifária. Empreendimentos cujos investimentos já foram amortizados e, que poderiam vender essa energia para o mercado regulado a preços mais condizentes com sua condição, não teriam interesse nessa operação, preferindo comercializar no mercado livre, cujos preços são mais atrativos, especialmente nos períodos de estiagem.

⁸ Os Leilões de Energia Existentes resultaram vazios nos anos de 2007 e 2008, período em que foram verificados altos preços para compra e venda de energia no mercado livre. Além disso, os demais leilões (o último foi realizado em 2011) em que houve contratação de energia, em sua maioria, conseguiram atender somente parcela da demanda declarada pelas distribuidoras para esses leilões.

Nesse sentido, a edição da MP nº 579, de 2012, nasceu com esse propósito, qual seja, alocar ao mercado regulado o benefício da modicidade tarifária decorrente da produção de energia elétrica por usinas cujos investimentos já haviam sido total ou parcialmente amortizados. É por essa razão, entre outras, que será dada especial atenção a esta MP. Em qual cenário ela foi editada, suas condições e a repercussão que causou, sob o enfoque do investidor em geração de energia elétrica.

Do ponto de vista dos concessionários afetados pela referida MP, a prorrogação das concessões transformou parte do que antes era patrimônio das empresas de geração e transmissão em ativos da União a serem explorados, em troca de remuneração pelo serviço prestado. As condições definidas pelo governo forçaram uma mudança na forma de gestão dessas empresas, especialmente das estatais, e criaram riscos em relação à capacidade de investimento na expansão do sistema. Essas regras serão melhor discutidas oportunamente neste trabalho.

O Brasil passa por um momento extremamente importante, no qual há necessidade de crescimento do setor de investimentos em infraestrutura. *“O crescimento do Brasil apoiado em commodities valorizadas e aumento de consumo não vai sustentar uma expansão do país em 4% ao ano, como aconteceu na média dos últimos anos. O potencial de crescimento é menor do que se imaginava. É preciso fazer reformas e investir mais.”*, afirmou Tony Volpon, diretor de Pesquisa para Emergentes do banco japonês Nomura, em entrevista ao jornal “O Globo” de 11 de agosto de 2012.

Uma economia baseada nos setores de serviços e de consumo, que não atrai investimentos, é insustentável. Em um primeiro momento pode sinalizar situação confortável, considerando, por exemplo, o baixo desemprego, já que esses setores requerem maior número de mão de obra, mas o que se tem percebido como resultado, entre outros, é um alto índice de endividamento da sociedade, o que compromete boa parte da renda dos brasileiros, muitas vezes estendendo-se por um longo período. No Brasil, segundo levantamento do Banco Central realizado em meados de 2012, dívidas consomem quase 43% do que o brasileiro ganha em 12 meses, e o principal motivo é o aumento da oferta de crédito.

O crescimento do Brasil ocorre em ritmo mais lento e as intervenções do governo na economia, como nas margens dos bancos, na taxa de câmbio e na definição das condições para prorrogação das concessões de geração e transmissão de energia elétrica, entre outras,

têm sido responsabilizadas pela redução da euforia e confiança dos investidores estrangeiros e nacionais.

O investidor está sempre atento às regras do jogo. E mudanças de regra, ou a ausência destas, afetam o humor do mercado. Para o ex-presidente do Banco Central Armínio Fraga o que mudou foi a percepção externa, que foi de muito otimista para muito pessimista, avalia. Em entrevista ao jornal “O Globo”, de 11 de agosto de 2012, o entrevistado afirmou que “[O] Brasil vai bem, mas tem desafios para sustentar um crescimento mais elevado: investir mais, educar melhor”.

O propósito deste trabalho é fazer uma análise crítica das medidas regulatórias tomadas no setor elétrico brasileiro, com destaque para a instituição do Novo Modelo mediante a publicação das Leis nº 10.847 e nº 10.848, ambas de 15 de março de 2004, especialmente do ponto de vista do investidor em geração de energia elétrica, trazendo a discussão para uma esfera macroeconômica brasileira. Em especial, serão identificados os fatores de governança institucional - e outros considerados relevantes - que facilitaram ou dificultaram o envolvimento de investidores privados no setor de geração de energia elétrica.

Por meio dessas Leis foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), foram definidas as regras de comercialização com um Ambiente de Contratação Livre (ACL) e um Ambiente de Contratação Regulada (ACR), foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), foram instituídas as sistemáticas dos leilões de energia e foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE). A introdução de melhorias e aperfeiçoamentos no marco legal regulatório propiciou a retomada do planejamento de longo prazo e criou as condições para realização de investimentos em novos projetos de energia (geração e transmissão).

Passada quase uma década dos principais marcos do que se chamará neste trabalho de “Novo Modelo do Setor Elétrico”⁹, para fins de simplificação, torna-se mais natural e viável avaliar os resultados gerados pela implementação das novas regras acrescentadas, em especial a necessidade de garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, por parte das concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição, mediante contratação regulada, por meio de licitação, bem como a necessidade de promoção dessas licitações¹⁰.

⁹ Ou ainda “Modelo da Lei nº 10.848, de 2004”.

¹⁰ Conforme estabelece a Lei nº 10.848, de 2004, as licitações são operacionalizadas pela ANEEL (ou pela CCEE), por delegação do Poder Concedente, quem define as diretrizes e sistemáticas de cada leilão.

Naturalmente, essas regras foram aperfeiçoadas com o passar do tempo, na medida em que se visualizam os sucessos e fracassos de cada medida. Um exemplo claro trabalhado encontra-se nos tipos de leilão e sua orientação, em que se buscou viabilizar fontes de reduzido impacto ambiental, até então sem condições de concorrer com aquelas mais tradicionais, mas que acabaram alcançando preços muito atrativos frente às usinas termelétricas mais tradicionais. É o caso das usinas eólicas, que alcançaram preços de venda no leilão de reserva¹¹ realizado em 2009 entre R\$ 131,00/MWh e R\$ 153,07/MWh, mas que já no leilão para contratação de energia proveniente de novos empreendimentos de geração, a partir de fontes hidrelétrica, eólica, e termelétrica, realizado em 14 de dezembro de 2012, negociaram energia avaliada por ICB inferior a R\$90,00/MWh. Para tanto, o governo inseriu incentivos fiscais para produção interna de equipamentos para construção de usinas eólicas.

Finalmente, serão também analisados os efeitos dos benefícios trazidos para os agentes do setor bem como das frustrações do Modelo, sob o ponto de vista do investidor. Busca-se, com isso, sugerir medidas que potencializem as soluções encontradas no Modelo proposto e indicar soluções para os problemas identificados na implantação das novas regras.

1.1. Estrutura do trabalho

O trabalho será dividido em **três** etapas.

A **primeira etapa** refere-se ao estudo e à apresentação do Novo Modelo, com ênfase nos aspectos que melhor relacionam-se com o tema desse trabalho. Essa etapa estará presente nos capítulos 1 (um) a 8 (oito), e abordará:

- a) O contexto regulatório histórico que incentivou o investimento privado no setor de geração de energia elétrica;
- b) A apresentação do Novo Modelo regulatório brasileiro e do contexto político e econômico brasileiro sob o qual emergiu;
- c) A apresentação dos principais elementos inseridos pelo Novo Modelo, e aqueles que o sucederam, e que serão objeto de análise nesse trabalho, alguns deles são: tipos de fontes objeto de leilão para venda de energia elétrica, as formas de

¹¹Esse preço é formado (em R\$/MWh) a partir do Índice de Custo Benefício (ICB). Trata-se de critério de ordenação econômica de empreendimentos de geração candidatos a vender energia em leilões de contratação de energia cuja metodologia de cálculo baseia-se na razão entre o seu custo total e o seu benefício energético.

contratação, os principais usuários, os agentes institucionais e o papel de cada um deles na manutenção do Modelo instituído pela Lei nº 10.848, de 2004; e

d) A teoria econômica que suporta o investimento em geração de energia elétrica no Brasil.

A **segunda etapa**, composta pela análise dos dados, será realizada ao longo dos capítulos 5 (cinco) a 9 (nove), por meio de síntese do funcionamento dos instrumentos regulatórios e institucionais apresentados em cada um desses capítulos, de modo a selecionar o que é destaque para fins deste trabalho. Essa análise filtrada será apresentada ao final de cada capítulo, sob a forma do subtítulo “Conclusões do Capítulo”. Nesta etapa, serão analisados os impactos das medidas inseridas e tratadas em cada capítulo, considerando a dinâmica regulatória que envolve a gestão de um setor estratégico como o de energia elétrica, requerendo constantes ajustes e adaptações às circunstâncias vivenciadas.

Por fim, na **terceira etapa** serão identificadas as potencialidades e fragilidades do Novo Modelo instituído, com indicação de oportunidades de melhorias. De modo geral, serão apresentadas as conclusões e as recomendações após a análise pretendida na segunda etapa. O capítulo 10 (dez) compõe esta etapa.

2. METODOLOGIA

Considerando o objeto deste trabalho e baseando-se na classificação de pesquisa proposta por Vergara (2003), que a caracteriza em dois tipos – quanto aos fins e quanto aos meios – esta pesquisa define-se da seguinte maneira:

a) Quanto aos Fins

Pesquisa descritiva e explicativa

- Pesquisa descritiva que buscará relatar as características do Setor de Geração de Energia Elétrica Brasileiro e suas bases que formam o marco regulatório, além de descrever percepções de especialistas no setor; e
- Pesquisa explicativa, que buscará explicar as razões que levaram aos ajustes no marco regulatório do setor de geração de energia elétrica na última década.

b) Quanto aos Meios

Pesquisa bibliográfica documental

- Pesquisa bibliográfica por meio de uso de material disponível ao público em geral. Entre eles, leis, decretos, resoluções, livros, artigos, teses, dissertações, revistas, jornais, sites especializados, que auxiliarão na fundamentação teórica da pesquisa, de modo a tomar conhecimento de seu estado da arte; e
- Investigação documental por meio de busca de material não disponível, em primeira mão, para acesso público, tais como documentos do Ministério de Minas e Energia, da ANEEL e de fontes de empresas selecionadas.

3. O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1. Histórico

Em 1883, a primeira central elétrica com 52 kW entrou em operação no Rio de Janeiro (RJ), utilizando como combustível a queima do carvão, enquanto a primeira central hidrelétrica foi inaugurada em Diamantina (MG), no mesmo ano. Nos anos que se seguiram, novas centrais elétricas foram inauguradas.

Inicialmente, as companhias de fornecimento de eletricidade eram empresas locais de pequeno porte, com capital predominantemente nacional e que podiam produzir apenas para autoconsumo ou para consumidores privados pouco expressivos do ponto de vista do mercado. De acordo com Baer e McDonald (1997), em função da demanda por eletricidade, foi criada, em 1899, a empresa São Paulo *Railway Light and Power Company Ltd.*, de capital canadense. A Light, como ficou conhecida, iniciou um processo de expansão de suas atividades, adquirindo concorrentes e concentrando uma significativa participação no mercado nas cidades de São Paulo e Rio de Janeiro, tornando-se monopolista nos mercados de geração e distribuição de energia elétrica, transporte público, gás e telefonia fluminenses.

Em 1924, o mercado brasileiro passou por um processo de concentração, com a entrada da empresa *American Foreign Power Company Ltd.* (Amforp), que adquiriu pequenas distribuidoras pelo país e passou a dividir o mercado de energia quase em sua totalidade com a Light.

No entanto, durante a década de 30, o esgotamento do modelo agroexportador brasileiro e a crise resultante da quebra da Bolsa de Nova Iorque levaram ao fortalecimento do nacionalismo no país.

Já em 1934, foi decretado o Código de Águas, a primeira grande legislação voltada para o setor de energia no Brasil. De acordo com Baer e MacDonald (1997), três aspectos fundamentais de funcionamento do setor foram alterados: (i) as empresas somente poderiam operar mediante concessão do governo federal por um período de trinta anos, e não mais noventa, com o controle da empresa sendo revertido para o Estado no final deste período; (ii) fusões e aquisições foram proibidas; e (iii) a cláusula-ouro, que permitia às empresas, em especial à Light, fazerem reajustes nas tarifas de acordo com a cotação do ouro, foi extinta. Ainda de acordo com Baer e McDonald (1997) e Gomes e outros (2002), o Estado brasileiro passou a ter uma postura mais ativa na regulação do mercado e as tarifas passaram a ser

estabelecidas segundo os custos históricos e com uma taxa de remuneração de 10%, ao contrário do que defendiam as empresas privadas, que reivindicavam tarifas fixadas segundo os custos de reposição de capital.

Com o desestímulo ao investimento privado gerado pelas mudanças no setor, nas décadas de 30 e 40, o Brasil passou por racionamentos de energia em função da oferta insuficiente do insumo, o que acabou prejudicando a atividade produtiva.

Para contornar a situação, em 1946, foi criado o Plano Nacional de Eletrificação, com o objetivo de estabelecer usinas de pequeno e médio porte e de melhorias nas linhas de conexão, além de posicionar o Estado como coordenador dos investimentos a serem realizados no setor.

Ainda na década de 40, foi criada a Companhia Hidroelétrica do São Francisco - CHESF, responsável pela geração e distribuição de energia na região nordeste do país (Baer & MacDonald, 1997); (Gomes, Abarca, Faria, & Fernandes, 2002).

No fim da mesma década, diversos esforços foram feitos para o desenvolvimento nacional. Um exemplo foi o Plano Salte (Saúde, Alimentação, Transporte e Energia), lançado em 1947 com o intuito de coordenar investimentos públicos anuais. A meta estabelecida para o setor elétrico era aumentar o potencial de 1.500 MW para 2.800 MW em seis anos (Baer & MacDonald, 1997); (Gomes, Abarca, Faria, & Fernandes, 2002).

Na sequência, em 1951 foi criada a Comissão Mista Brasil - Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU), composta por técnicos, políticos e empresários de ambos os países. A comissão identificou alguns problemas estruturais que causavam o desequilíbrio entre demanda e oferta de energia: o forte crescimento industrial das duas últimas décadas, a urbanização acelerada, o rigoroso controle tarifário e mudanças na matriz energética, tais como a substituição crescente da lenha e do carvão pelo petróleo e energia elétrica. A Comissão ainda destacou a necessidade de criação de uma instituição responsável por financiamentos de grande porte e longo prazo.

No ano seguinte, em 1952, foi criado o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, empresa pública federal e principal instrumento de financiamento de longo prazo para a realização de investimentos em todos os segmentos da economia na atualidade, inclusive para projetos no setor de energia.

Com a criação do Plano de Metas (1956-61), o Estado passou a atuar ainda mais na área de infraestrutura. Como resultado das iniciativas da década anterior, o setor público e privado

brasileiros e o capital estrangeiro investiram em áreas importantes da infraestrutura nacional. No caso do setor de energia, 84,1% da meta de investimentos para os anos entre 1956 e 1961 foi realizado. Nesse período, houve um aumento de 2.506,7 MW em potência instalada e o grande responsável pelo sucesso foi o BNDES, com financiamentos relativos a 46,3% do total de inversões, de acordo com Gomes e outros (2002). É importante ressaltar que os setores de energia e transporte, que representavam 71% do total investido no Plano de Metas, ficaram sob responsabilidade integral do Estado (Rezende, 1999).

As décadas de 50 e 60 foram decisivas para a consolidação do setor público como investidor. Nesse período, foram criadas algumas das maiores empresas do setor, como Furnas, Cemig, Escelsa e Celusa. Em 25 de abril de 1961, após sete anos de tramitação do projeto pelo Congresso Nacional, o presidente Jânio Quadros assinou a Lei nº 3.890-A, autorizando a União a constituir a Eletrobras, *holding* responsável pela administração do sistema elétrico brasileiro. Já em 1966, as centrais elétricas de São Paulo foram unificadas em uma única empresa, dando origem à CESP (Baer & MacDonald, 1997).

No final da década de 60, com regime militar se consolidando, o país iniciou um forte processo de crescimento econômico, com taxas médias em torno de 10% ao ano (Rezende, 1999). Nesse período, o investimento estatal em hidrelétricas e linhas de transmissão foi significativo. Ainda nos anos 70, as tarifas cobradas pelas empresas distribuidoras de energia foram unificadas com o propósito de possibilitar a transferência de receitas de empresas superavitárias para deficitárias.

Posteriormente, com as dificuldades práticas de efetuar as transferências intrassetoriais pretendidas, o governo instituiu a Conta de Resultados a Compensar - CRC¹².

No entanto, com as restrições econômicas atravessadas pelo país já na década de 80, algumas empresas se viram impossibilitadas de arcar com seus compromissos em função do crescente consumo, da elevada inflação, do endividamento externo e, mais evidente, da unificação de tarifas, que criou incentivos regulatórios para a inadimplência do setor. Com isso, o

¹² Em 1974, a partir da publicação do Decreto nº 1.383, de 26 de dezembro, foi iniciado processo de equalização tarifária aos consumidores finais por classe de consumo, em todo o território nacional, visando à universalização do serviço, a partir da garantia de equilíbrio econômico e financeiro das concessões.

Com a equalização tarifária e a promoção de recursos para a garantia do equilíbrio econômico e financeiro das concessões, esse Decreto estabeleceu um regime de subsídios cruzados, com a criação de um fundo posteriormente denominado Reserva Nacional de Compensação de Remuneração (RENCOR), por meio da publicação do Decreto-Lei nº 2.432.

A RGG/RENCOR recebia recursos das empresas que obtinham remuneração superior a 12% a.a. e os repassava àquelas com remuneração inferior a 10%. As empresas que, após o recebimento do fundo, ainda continuavam com remuneração abaixo dos 10% ao ano, registravam a insuficiência em uma conta especial denominada Conta de Resultados a Compensar (CRC), para compensação futura.

investimento diminuiu de forma significativa e o país necessitava de novos projetos de geração e transmissão.

No início dos anos 90, observou-se uma mudança na estratégia do governo, com a publicação de um conjunto de leis que facilitavam a liberalização e o processo de privatização de empresas estatais, incluindo as empresas de energia. Em 1996, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Lei nº 9.427, do mesmo ano, responsável pela regulamentação do setor elétrico, representando um marco na reestruturação do setor de energia. O objetivo era, além de garantir a qualidade do serviço e modicidade tarifária, estabelecer um arcabouço legal estável, isento de interferências de governo e que garantisse o investimento no setor de energia.

No entanto, o processo de fortalecimento institucional da ANEEL e de instituição das normas do setor requereu tempo, o que acabou gerando um atraso nos investimentos com participação do setor privado, particularmente no segmento de geração de eletricidade.

Foi necessário estabelecer mudanças no modelo institucional, comercial e regulatório, consumadas durante o Primeiro Ciclo de Reformas. Com a publicação da Lei nº 9.648, de 1998, foi criado o Operador Nacional do Sistema (ONS)¹³ e estabelecidas regras para compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, cabendo à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica

Em 2001, a falta de investimento e um volume pluviométrico particularmente baixo levaram o país a uma crise de abastecimento. Desde então, o setor passou por um processo de reestruturação com o objetivo de eliminar gargalos e promover uma operacionalização mais eficiente. As fontes de energia renováveis passaram a receber maiores incentivos e, em 2002, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) foi criado, com o objetivo de estimular a construção de usinas eólicas, de biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), através de incentivos fiscais e facilidade de financiamento.

Posteriormente, com a publicação das Leis nºs 10.847 e 10.848, de 2004, a instituição do Novo Modelo marcou a criação de mercados regulados, a desverticalização das empresas de distribuição e a criação de organismos de monitoramento, como a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Comitê de

¹³ Vide item 3.3.4

Monitoramento do Setor (CMSE), que garantiram uma maior segurança ao investidor e permitiram que novos agentes entrassem no mercado.

No final de 2006, a implementação do Programa de Aceleração do Crescimento (PAC) também representou um incentivo ao surgimento de novos projetos, particularmente de geração e transmissão, com a realização de novos leilões de energia, incentivos fiscais e mecanismos de facilitação na contratação de crédito.

Apontado como um dos motores do desenvolvimento do país, o setor energético brasileiro vem enfrentando dificuldades na atualidade, contribuindo para a frustração das expectativas de crescimento do país.

Várias estratégias têm sido utilizadas para promover o setor, seja com o engajamento de investidores privados, seja com a gestão estatal, especialmente por meio da Eletrobras. Embora o setor tenha experimentado crescimento expressivo e inovações tecnológicas ao longo do tempo, ainda hoje o investimento é aquém das necessidades de expansão da economia e, nas últimas décadas, problemas de abastecimento emergem sempre que o país experimenta crescimento econômico mais acelerado e longos períodos de estiagem.

3.2. Herança jurídica: quadro geral

A base da *teoria processual administrativa da regulação* é composta basicamente por três categorias conceituais que reduzem os incentivos que fariam do regulador uma peça estática no jogo de trocas políticas, quais sejam: i) procedimento administrativo; ii) neutralidade do processo administrativo; e iii) ambiente jurídico-institucional administrativo.

Quando se exterioriza um processo via *procedimento administrativo*, as decisões ganham apoio na transparência, na melhoria do conteúdo da regulamentação proposta, muitas vezes promovidas por contribuições da sociedade alcançada pelo regulamento proposto, e com isso, torna-se melhor aceita em seus resultados.

A *neutralidade do processo administrativo* tem apoio na natureza jurídico-funcional da decisão administrativa.

Já com relação ao *ambiente institucional regulatório*, este é mantido fundado na soberania do interesse público defendida pelo servidor-regulador, na estabilidade profissional do regulador e, inclusive, no controle externo e interno.

Da mesma forma que a *teoria processual da regulação* nega que a regulação resulta da composição de interesses dos atores regulados, a *teoria social da regulação* considera a regulação como fenômeno jurídico-institucional mais amplo, compreendendo mais do que simplesmente a relação entre os regulados e seus interesses. A regulação social adicionou preocupações de direitos sociais às decisões regulatórias, o que na literatura norte americana ficou conhecido como *Estado Social Regulador*.

De fato, as teorias são identificáveis por suas características prevaletentes. No caso específico do setor elétrico brasileiro, verifica-se em alguns momentos o prevaletimento da *teoria processual administrativa* da regulação e em outros da *teoria social da regulação*. Embora ambas reajam à análise puramente econômica regida pela potencialização dos interesses privados envolvidos em um mercado regulado, a primeira preocupa-se com a dimensão processual, apoiando-se em decisões regulatórias que visem o interesse público via constrições procedimentais, enquanto a segunda concentra-se na consecução dos objetivos propostos, ou seja, no conteúdo da disciplina regulatória centrada na concretização de direitos.

Talvez esta última destaque-se considerando que, muitas das vezes, as agências reguladoras veem publicadas leis e portarias ministeriais que acabam por definir os objetivos, cabendo-lhes definir o modo como se alcançará essa meta. De todo modo, dificilmente verificar-se-á um objeto ou ação resultado do trabalho de uma agência reguladora baseado em análise puramente econômica (teoria econômica).

Outros temas bastante abordados dentro do novo direito administrativo são: i) autonomia dos órgãos reguladores; ii) independência administrativa; iii) transparência processual; e iv) processo decisório administrativo. Esses temas são ponto de partida na *teoria jurídica da regulação* e indispensáveis à compreensão da autonomia do fenômeno regulatório.

Fato é que o direito regulatório dos setores de infraestrutura brasileiro, em que se inclui o setor elétrico, cujas raízes foram herdadas da tradição jurídica continental europeia, passou por mudanças de identidade até alcançar a situação atual (não estática), em que se verifica plena autonomia administrativa das agências reguladoras, imunes às políticas de governo em sua concepção ideal, não subordinadas a qualquer órgão da administração direta e cujos diretores têm mandato protegido da vontade de governantes.

Para alcançar tais conquistas, o país teve de fazer a lição de casa e apresentar-se de forma diferente, inspirando confiança aos investidores estrangeiros. A credibilidade brasileira no exterior não era positiva na década de 80 e início da década de 90. O histórico lembrava a

moratória declarada em 1987 e o bloqueio das poupanças em 1990, entre outros. Foi necessário designar novos entes, independentes do governo e com autonomia em suas decisões. Foram então criadas as agências reguladoras, autarquias especiais a quem lhes foram transferidas algumas atividades antes realizadas pelo Estado. Foi ainda tomada uma série de medidas fundamentadas em legislação que defendessem os contratos já celebrados, transparecendo segurança jurídica ao país. Uma forma encontrada pelo governo de mostrar a todos que abriu mão da administração dos contratos e das decisões diretamente aplicadas aos regulados, trazendo para si o papel de planejador do sistema.

Concomitante com essas medidas, é possível identificar algumas ações realizadas pelo governo no início dos anos 2000 que também contribuíram na atratividade de investimentos externos no país, quais sejam (Tolmasquim, 2011):

- Redefinição das prioridades dos gastos públicos com maior ênfase no investimento e em parcerias com setor privado;
- Crescimento econômico sólido com estabilidade de preços, solidez fiscal e menor vulnerabilidade externa;
- Mercado interno dinâmico, como motor do crescimento, aumentando a resistência aos períodos de crise; e
- Inserção internacional do Brasil como exportador e como destino de investimentos.

Questiona-se sobre a manutenção dessas medidas até os dias de hoje, sobretudo com relação à ênfase nos investimentos e a estabilidade de preços. Esse tema é de extrema relevância para este trabalho e será objeto de discussões adiante.

O que se pretende mostrar com esse subtema é a ideia de que regular é um processo dinâmico que se inicia na provocação de modificações por um sistema, passa pela verificação de seus resultados e finda no ajustamento, no que for necessário. É um processo infundável, mutável e conjuntural em que se verifica a participação da população em geral, mas que cuja decisão é impositiva por parte dos reguladores, a quem lhes foi dada a competência para tal.

Estas são características de um *Estado Regulador* que herda algumas das características do *Estado Social*, mas que supera este último. No Estado Regulador, existe um intervencionismo, mas de modo indireto, com regras que incentivam o particular a realizar um serviço que justifica o atendimento aos direitos fundamentais. Nesse caso, o Estado informa a dimensão

regulatória que orienta o prestador do serviço a salvaguardar os direitos fundamentais enunciados.

3.3. Estrutura Institucional Vigente

O Setor Elétrico Brasileiro apresenta um grande conjunto de agentes institucionais, todos possuindo atribuições e competências definidas de forma a viabilizar o correto funcionamento setorial, buscando sempre a modicidade tarifária, a segurança no suprimento e a universalização do acesso.

3.3.1. Elaboração de Políticas

No arranjo institucional vigente do Setor Elétrico Brasileiro, há um compartilhamento de atribuições no que se refere à formulação e implementação de políticas energéticas entre o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) e o Ministério de Minas e Energia (MME), sendo que essas atividades de governo desempenhadas pelos órgãos citados têm papel fundamental no arranjo.

O CNPE foi criado pela Lei Federal nº 9.478, de 1997, e é um órgão interministerial de assessoramento vinculado à Presidência da República, tendo como atribuição propor políticas nacionais e medidas específicas destinadas ao aproveitamento racional dos recursos energéticos do país, visando o atendimento de toda a demanda nacional. Conta com o apoio técnico dos órgãos reguladores do setor e seu plenário é composto por membros das diversas pastas ministeriais, além de representantes da sociedade civil, do ambiente universitário, dos Estados e Distrito Federal, entre outros.

Por sua vez, o órgão responsável pela condução das políticas energéticas no país é o MME. Dentre suas responsabilidades, encontram-se a formulação e implementação de políticas para o setor energético, seguindo diretrizes definidas pelo CNPE. O MME foi criado em 1960 pela Lei Federal nº 3782, de 1960, e reestabelecido pela Lei nº 8.422, de 1992, após transferência de atribuições para o extinto Ministério da Infraestrutura em 1990. Algumas de suas atribuições estão dispostas a seguir:

- Estabelecer o planejamento do setor energético nacional, sendo apoiado pela EPE, que será abordada mais a frente;

- Monitorar a segurança do suprimento do Setor Elétrico Brasileiro; e
- Definir ações preventivas para a restauração da segurança de suprimento, balanceando os desequilíbrios entre oferta e demanda de energia.

Além disso, encontram-se vinculadas ao MME a Eletrobras e a Petrobras, ambas sociedades de economia mista, além da EPE, ANEEL, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP e Departamento Nacional de Produção Mineral - DNPM. A Eletrobras, por sua vez, controla diversas empresas do Setor Elétrico Brasileiro, nas atividades de Geração, Distribuição e Transmissão.

Cite-se ainda o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado pela lei nº 10.848, de 2004, com a função de acompanhar e avaliar permanentemente a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional, visando detectar desequilíbrios conjunturais entre oferta e demanda.

Compete ao CMSE, entre outros:

- acompanhar o desenvolvimento das atividades de geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados;
- avaliar as condições de abastecimento e de atendimento;
- realizar periodicamente análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, de gás natural e petróleo e seus derivados;
- identificar dificuldades e obstáculos de caráter técnico, ambiental, comercial, institucional e outros que afetem, ou possam afetar, a regularidade e a segurança de abastecimento e atendimento à expansão dos setores de energia elétrica, gás natural e petróleo e seus derivados; e
- elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras, visando à manutenção ou restauração da segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético, encaminhando-as, quando for o caso, ao CNPE.

3.3.2. Planejamento Setorial

O Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro é estabelecido pelo MME, sendo subsidiado por dados informados pelos órgãos a ele vinculados, com destaque para EPE e ONS, conforme segue:

3.3.2.1. EPE – Empresa de Pesquisa Energética

Instituída pela Lei Federal nº 10.847/2004 e criada pelo Decreto nº 5.184/2004, a EPE é uma empresa pública vinculada ao MME e que presta serviços na área de pesquisas envolvendo matérias energéticas no país, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras, de forma a subsidiar o planejamento do setor por meio de estudos de longo prazo relacionados aos recursos energéticos nacionais.

Dentre suas atribuições, ressaltam-se aquelas necessárias para a participação de projetos de geração nos Leilões de Energia Nova, essenciais ao modelo vigente do Setor Elétrico Brasileiro, e que serão apresentadas a seguir, no capítulo 6.

Os principais documentos desenvolvidos resultantes de suas atividades são listados a seguir¹⁴:

- PDE – Plano Decenal de Energia: elaborado a partir de dados históricos e de projeções para um período de 10 anos, ajustado anualmente para o decênio seguinte, engloba o planejamento macro de exploração e desenvolvimento da Matriz Energética Nacional, além dos planejamentos para a expansão da infraestrutura necessária ao atendimento da demanda energética nacional e da avaliação do crescimento da demanda por energia no país, seja advinda da energia elétrica ou de combustíveis.
- PNE – Plano Nacional de Energia: utilizando-se de dados reunidos no PDE, este plano tem como objetivo subsidiar a formulação de estratégia de expansão da oferta de energia econômica e sustentável segundo perspectiva de longo prazo, envolvendo questões de energia elétrica e demais energéticos, a saber petróleo, gás natural e biomassa.
- BEN – Balanço Energético Nacional: é o mais tradicional dos documentos do setor energético brasileiro. Apresenta toda a contabilidade relativa à oferta e ao consumo de energia no Brasil. É elaborado e divulgado anualmente.

¹⁴ Fonte: www.epe.gov.br

- PET – Programa de Expansão da Transmissão: elaborado a partir de estudos desenvolvidos pela EPE, em conjunto com as empresas, por meio de Grupos de Estudos de Transmissão Regionais. As instalações de transmissão para expansão da Rede Básica visam garantir as condições de atendimento aos mercados e os intercâmbios entre as regiões. Tem base de quatro anos, sendo atualizado anualmente para o quadriênio seguinte.

3.3.2.2. ONS – Operador Nacional do Sistema

Criado com a função específica de operar de forma ótima e econômica os recursos de geração e transmissão do Sistema Elétrico Brasileiro, a ser detalhado a seguir, o ONS também recebeu atribuição de apontar as ampliações e os reforços de curto prazo necessários para manter a segurança e o desempenho da Rede Básica.

Assim, elaborado para o período de dois anos e atualizado anualmente, o ONS apresenta o PAR - Plano de Ampliações e Reforços, elaborado com a participação de agentes de todo o setor, levando em conta as propostas de novas obras e solicitações de acesso, dentre outras informações, tendo por objetivo garantir o livre acesso ao Sistema Interligado Nacional (SIN) a qualquer agente interessado.

Tendo por base tais informações, o Poder Concedente é capaz de estabelecer o planejamento do Setor Elétrico Brasileiro, tanto para as atividades de transmissão quanto de geração de energia elétrica, por meio da compatibilização entre as necessidades apontadas pelos estudos apresentados pela EPE e ONS.

3.3.3. Regulamentação e Fiscalização

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL foi criada pela Lei nº 9.427¹⁵, de 26 de dezembro de 1996, e é vinculada ao MME. Algumas de suas atribuições encontram-se apresentadas a seguir:

- Regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, visando o equilíbrio entre as partes e em benefício da sociedade;
- Mediar os conflitos de interesses entre os agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores;
- Conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia;

¹⁵ Vide item 5.3.

- Garantir tarifas justas;
- Zelar pela qualidade do serviço;
- Exigir investimentos;
- Estimular a competição entre os operadores; e
- Assegurar a universalização dos serviços.

Para exercer tais funções a agência tem autonomia de gestão, e suas decisões são independentes, não existindo recurso administrativo ao MME (Tolmasquim, 2011). A ANEEL foi criada em substituição ao DNAEE - Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica, fazendo parte da reestruturação proposta pelo RESEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro¹⁶ ocorrido em 1997.

3.3.4. Operação

No modelo resultante das recomendações do RESEB¹⁷, o qual será chamada nesse trabalho de “Primeiro Ciclo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro” foi proposta a implementação de um Operador Independente do Sistema, entidade com papel similar ao do GCOI (Grupo de Coordenação para Operação Interligada), que o antecedeu (Tolmasquim, 2011). Com o objetivo principal de permitir a descentralização da propriedade dos ativos de geração e transmissão, antes basicamente pertencentes à Eletrobras, garantindo assim o livre acesso, tal entidade seria estruturada como órgão independente e sem fins lucrativos, atuando sob a supervisão da ANEEL e com governança que englobaria as cinco classes de agentes do Setor Elétrico (geradoras, transmissoras, distribuidoras, consumidoras livres e setor público).

Dessa forma surgiu o ONS, criado pela Lei nº 9.648, de 1998, pessoa jurídica de direito privado, que é responsável pelas atividades de coordenação e controle da operação da geração e transmissão no âmbito do SIN. Dentre suas atribuições, citamos:

- Planejamento e a programação da operação e o despacho centralizado da geração, com vistas à otimização dos sistemas eletroenergéticos interligados;

¹⁶ Esforço realizado pelo governo durante os anos de 1996 a 1998 que buscou determinar novos recursos institucionais necessários e recomendando novas ações que assegurassem a continuidade do fornecimento, o aprimoramento da eficiência e a redução das despesas públicas para atrair capital privado. (Fonte: Projeto RESEB, Estágio I – Relatório Sumário, Novembro/1996, *Coopers&Lybrand* / Eletrobrás)

¹⁷ As recomendações do RESEB resultaram no primeiro ciclo de reformas, que será tratado neste trabalho no capítulo 5.

- Supervisão e coordenação dos centros de operação de sistemas elétricos;
- Supervisão e controle da operação dos sistemas eletroenergéticos nacionais interligados e das interligações internacionais;
- Contratação e administração de serviços de transmissão e respectivas condições de acesso, bem como de serviços ancilares (responsáveis pela garantia de segurança e qualidade nos serviços de transmissão, tais como regulação de frequência e compensação de perdas, dentre outros);
- Propor ao Poder Concedente as ampliações das instalações de Rede Básica, bem como os reforços aos sistemas existentes, a serem considerados no planejamento de expansão dos sistemas de transmissão; e
- Propor regras para a operação das instalações de transmissão da Rede Básica do SIN, a serem aprovadas pela ANEEL.

Deve-se ressaltar que as decisões operativas são tomadas pelo ONS em conjunto com os demais agentes do setor, por meio de reuniões periódicas em que todos os agentes têm representação garantida.

Adicionalmente, visando garantir a continuidade e segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional, a operação do SIN é acompanhada e avaliada pelo CMSE, órgão criado no âmbito do MME por meio da Lei nº 10.848, de 2004, sob sua coordenação direta com a função precípua de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo território nacional. Dentre suas atribuições estão:

- Identificar dificuldades e obstáculos que afetem a regularidade e a segurança do abastecimento e atendimento à expansão de energia elétrica, gás natural e seus derivados;
- Elaborar propostas de ajustes, soluções e recomendações de ações preventivas ou saneadoras de situações observadas;
- Realizar periodicamente a análise integrada de segurança de abastecimento e atendimento ao mercado de energia elétrica, gás natural, petróleo e seus derivados; e
- Estabelecer o despacho fora da ordem de mérito de usinas pertencentes ao SIN.

Dessa forma, decisões tomadas no âmbito do CMSE podem alterar o planejamento de operação seguido pelo ONS, tendo como objetivo o aproveitamento ótimo dos recursos

energéticos do SIN, principalmente no que se refere ao aproveitamento hidrelétrico nacional, sendo caracterizada fortemente por uma atividade de governo.

3.3.5. Mercado de Consumo de Energia Elétrica

3.3.5.1. CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

Durante a primeira onda de reformas do Setor Elétrico Brasileiro, ocorrida em meados dos anos 90, foi criado o Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE). Tal entidade, sem personalidade jurídica, era responsável pelas transações de compra e venda de energia elétrica. O modelo autorregulador proposto, no entanto, não prosperou, uma vez que o MAE não foi capaz de realizar as liquidações ocorridas no mercado de curto prazo.

Devido às diversas dificuldades, o Novo Modelo do setor, instituído em 2004, estabeleceu uma nova entidade responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no SIN nos dois ambientes de contratação recém-criados e que serão apresentados adiante: o ACR e o ACL. Tal entidade é a CCEE, criada pela Lei Federal nº 10.848, de 2004, como uma pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos e sob regulação e fiscalização da ANEEL. Dentre suas obrigações, destacam-se¹⁸:

- Manter o registro de todos os contratos fechados nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) e de Contratação Livre (ACL);
- Promover a medição e registro dos dados de geração e consumo de todos os Agentes da CCEE;
- Apurar o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)¹⁹ por submercado, utilizado para valorar as transações realizadas no Mercado de Curto Prazo;
- Efetuar a Contabilização dos montantes de energia elétrica comercializados no Mercado de Curto Prazo e a Liquidação Financeira;
- Apurar o descumprimento de limites de contratação de energia elétrica e outras infrações e, quando for o caso, por delegação da ANEEL, nos termos da Convenção de Comercialização, aplicar as respectivas penalidades;

¹⁸ Fonte: www.ccee.org.br

¹⁹ Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) – preço a ser divulgado pela CCEE, calculado antecipadamente, com periodicidade máxima semanal e com base no custo marginal de operação – CMO, limitado por preços mínimo e máximo, vigente para cada período de apuração e para cada submercado, pelo qual é valorada a energia comercializada no Mercado de Curto Prazo.

- Apurar os montantes e promover as ações necessárias para a realização do depósito, da custódia e da execução de Garantias Financeiras, relativas às Liquidações Financeiras do Mercado de Curto Prazo, nos termos da Convenção de Comercialização;
- Promover Leilões de Compra e Venda de energia elétrica, conforme delegação da ANEEL;
- Promover o monitoramento das ações empreendidas pelos Agentes, no âmbito da CCEE, visando à verificação de sua conformidade com as Regras e Procedimentos de Comercialização, e com outras disposições regulatórias, conforme definido pela ANEEL; e
- Executar outras atividades, expressamente determinadas pela ANEEL, pela Assembléia Geral ou por determinação legal, conforme o art. 3º do Estatuto Social da CCEE.

3.3.6. Ambientes de Contratação de Energia Elétrica no Brasil

As reformas implementadas no Setor Elétrico Brasileiro estabeleceram formas de contratação diferenciadas de acordo com o nível de competição pretendido entre os agentes. O modelo instituído pela Lei nº 10.848, de 2004, prevê que a comercialização de energia elétrica pode ser realizada em dois ambientes de mercado:

3.3.6.1. ACR – Ambiente de Contratação Regulada

Para atender o consumidor regulado, aquele que não preenche os requisitos para ser consumidor livre²⁰ ou que não exerce seu direito de migração, as distribuidoras devem comprar energia nos leilões de geração, que oferecem “Energia Nova” (de empreendimentos que ainda irão entrar em operação) ou “Energia Existente” (empreendimentos de geração já em operação). Nesses leilões, os geradores competem para oferecer a energia com menor preço para as distribuidoras. Tal ambiente é conhecido como Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Destaque-se que a Lei nº 10.848, de 2004, estabeleceu que as distribuidoras garantam o atendimento à totalidade de seus mercados mediante contratação regulada.

Nesse ambiente, a contratação é formalizada através de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR, celebrados

²⁰ Requisitos estabelecidos pelos artigos 15 e 16 da Lei Federal nº 9074, de 1995.

entre os agentes vendedores²¹ e distribuidores que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica, e têm seu cumprimento fiscalizado pela ANEEL.

3.3.6.2. ACL – Ambiente de Contratação Livre

Instituído pela Lei nº 9074, de 1996, as figuras de Consumidor Livre e Consumidor Especial representam os consumidores que, ao preencher critérios específicos e optarem pelo regime de contratação livre, podem escolher o fornecedor de sua energia entre os geradores e comercializadores disponíveis. No Ambiente de Contratação Livre há livre negociação entre esses consumidores e os agentes geradores, comercializadores, importadores e exportadores, sendo os acordos de compra e venda de energia pactuados através de Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL)²².

Assim como ocorre no ACR, os consumidores participantes do ACL também têm a obrigação legal de manter 100% de sua carga suprida por contratos bilaterais, sob pena de sofrer penalidades por não atendimento da totalidade de sua carga. Como nesse ambiente os montantes, preços e prazos dos contratos são livremente negociados, há um incentivo à competição na geração e comercialização de energia elétrica.

A referência para as negociações nesse ambiente, principalmente as realizadas para o acerto de diferenças oriundas de contratação – o chamado “Mercado de Curto Prazo”- é o PLD. Ele representa o custo da energia em Curto Prazo, calculado com periodicidade semanal e tendo por base o Custo Marginal de Operação (CMO), que é o custo para se produzir o próximo MWh necessário ao SIN. O PLD é calculado pela CCEE, subsidiada por dados técnicos fornecidos por projeções computacionais e bases de dados históricos mantidas pelo ONS.

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

Conforme disposto no inciso I do art. 2º do Decreto nº 5163, de 2004, os agentes vendedores devem apresentar 100% de lastro para venda de energia e potência, constituído pela garantia

²¹ Agente Vendedor – agente de geração, de comercialização ou de importação, que seja habilitado em documento específico para este fim.

²² Contrato de Compra de Energia no Ambiente Livre – são contratos de compra e venda de energia, negociados livremente entre duas partes e firmados entre os agentes, sem a participação da ANEEL ou da CCEE. Esses contratos são registrados na CCEE, sendo que o processo de registro consiste na informação dos montantes contratados e dos prazos envolvidos, não havendo necessidade de informar os preços acordados. Os contratos são registrados pelos agentes vendedores e validados pelos agentes compradores, para que sejam utilizados no processo de contabilização e liquidação financeira.

física²³ proporcionada por empreendimentos de geração próprios ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. A inexistência do referido lastro será passível de penalidades definidas em Regras e Procedimentos de Comercialização específicos.

A figura 3.1 apresenta diagrama com as instituições que atuam no setor elétrico brasileiro.

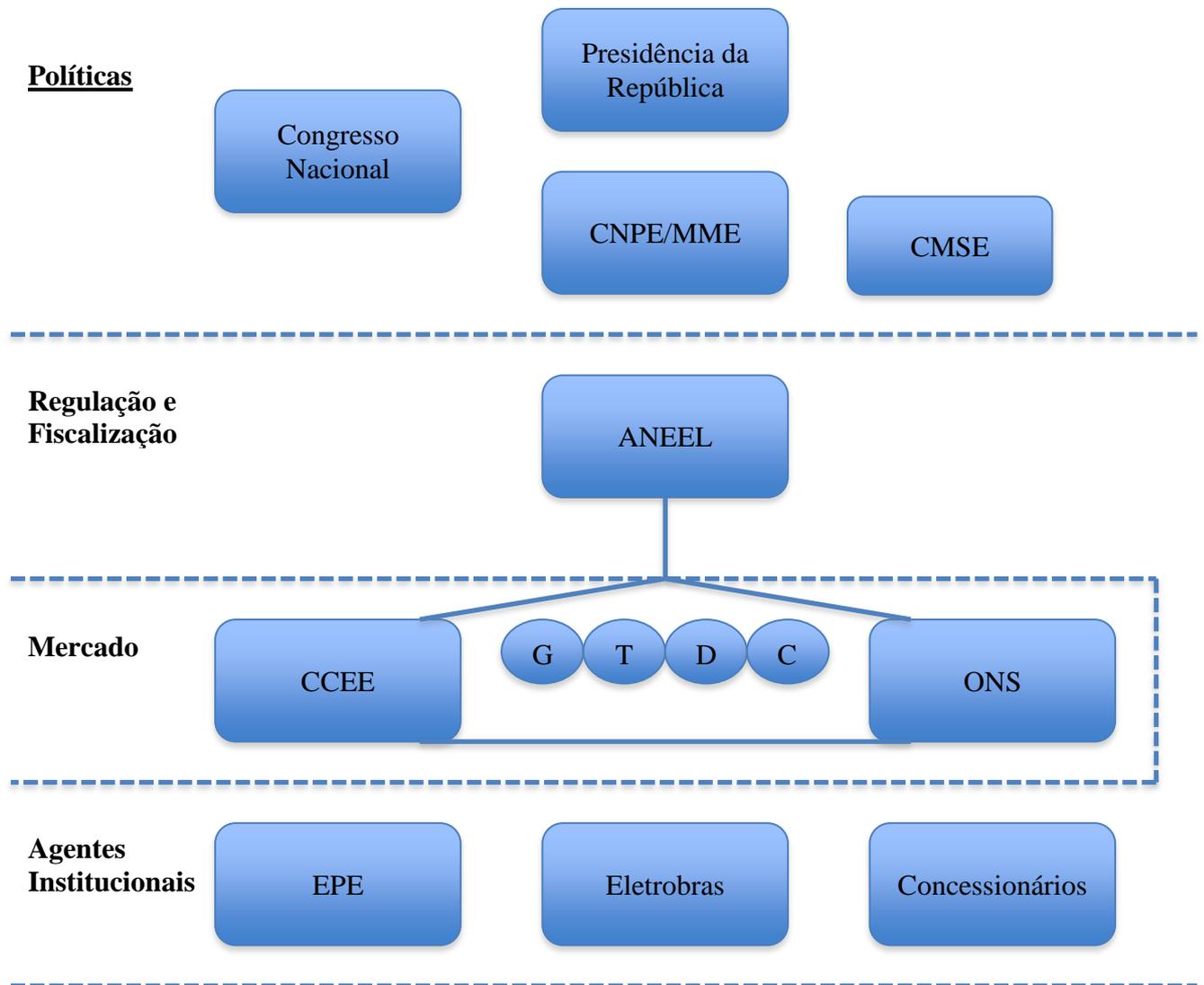


Figura 3.1: Estrutura Institucional do Setor Elétrico Brasileiro
Fonte: (Aneel, 2008) Modificado

²³ Garantia Física é a quantidade máxima de energia que as usinas podem comercializar, conforme estabelecido na Lei nº 10.848, de 2004.

3.3.7. Encargos e Tributos

Os encargos setoriais são custos inseridos sobre o valor da tarifa de energia elétrica, como forma de subsídio, para desenvolver e financiar programas relacionados ao setor elétrico, definidos pelo Governo Federal.

Seus valores são estabelecidos por Resoluções e Despachos da ANEEL. As concessionárias, por sua vez, devem recolher os montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de energia elétrica (TE) e de uso das redes de distribuição e de transmissão (TUSD e TUST).

A tarifa fixada pela ANEEL para as concessionárias de distribuição contempla os seguintes encargos setoriais:

3.3.7.1. RGR - Reserva Global de Reversão

Encargo criado pela Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, com redação dada pela Lei nº 8.631, de 1993, tendo sua vigência estendida até 2035 através da Lei nº 12.431, de 2011. Refere-se a um valor anual estabelecido pela ANEEL, pago mensalmente em duodécimos pelas concessionárias, com a finalidade de prover recursos para reversão e/ou encampação das instalações dos serviços públicos de energia elétrica, como também para financiar a expansão e melhoria desses serviços. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade e limitado a 3,0% de sua receita anual. Sua gestão fica a cargo da ELETROBRÁS - Centrais Elétricas Brasileiras.

Com a publicação da Lei nº 12.783, de 2013, os recursos da RGR, assim como os da CDE, foram utilizados para pagamento da indenização dos concessionários de energia elétrica que optaram pela prorrogação de suas concessões, detentoras de ativos ainda não amortizados. Atualmente esses recursos estão sendo transferidos para a intitulada conta única: a CDE²⁴.

3.3.7.2. CCC - Conta de Consumo de Combustíveis

Criada pela Lei nº 5.899, de 1973, a CCC tem como finalidade o rateio dos custos relacionados à geração de energia termoelétrica nos Sistemas Isolados (não interligados). Os valores da CCC são fixados anualmente pela ANEEL, de forma proporcional para todos os consumidores, em função do mercado dos agentes de distribuição e podem variar em função da necessidade de uso das usinas termoelétricas. A CCC é paga mensalmente por todos os agentes que comercializem energia elétrica com o consumidor final.

²⁴ Vide item 3.3.7.5

Com a publicação da Lei nº 12.783, de 2013, o montante arrecadado da CCC passou a incorporar a conta única da CDE, atual responsável pelo provimento de recursos para os dispêndios daquela. Sua movimentação ocorre via CDE e é realizada pela Eletrobras.

3.3.7.3. TFSEE - Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica

Instituída pela Lei nº 9.427, de 1996, e regulamentada pelo Decreto nº 2.410, de 1997, a TFSEE é estabelecida anualmente pela ANEEL e tem como finalidade custear o funcionamento da Agência Reguladora. Equivale atualmente a 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária, permissionária ou autorizado do serviço público de energia elétrica. Os valores estabelecidos em resolução são pagos mensalmente em duodécimos pelas concessionárias e sua gestão fica a cargo da ANEEL.

3.3.7.4. PROINFA - Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

Instituído pela Lei nº 10.438, de 2002, e regulamentado pelo Decreto nº 5.025, de 2004, tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas (eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) na produção de energia elétrica no país. A cada ano, a ANEEL publica as cotas anuais de energia e de custeio a serem pagas, em duodécimos, por todos os agentes do SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que pagam pela utilização das redes de distribuição. Essas cotas são calculadas com base na previsão de geração de energia das usinas integrantes do PROINFA e nos referentes custos apresentados no Plano Anual específico elaborado pela Eletrobras, empresa responsável pela gestão do programa.

3.3.7.5. CDE - Conta de Desenvolvimento Energético

Criada pela Lei nº 10.438, de 2002, com a finalidade original de prover recursos para, entre outros, promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional; com o advento da Lei nº 12.783, de 2013, os recursos da CDE passaram também a, entre outros: (i) prover recursos para os dispêndios da CCC; (ii) prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; (iii) promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, outras fontes renováveis e gás natural; além dos objetivos acrescentados pela MP nº 605²⁵, de 2013, quais sejam: (iv) prover recursos para

²⁵ Como a MP 605, de 2013, caducou, foi publicado o Decreto nº 8.020, de 29 de maio de 2013, estabelecendo que a ANEEL deverá autorizar o repasse antecipado de sete meses dos recursos da CDE para

compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica, conforme regulamentação do Poder Executivo; e (v) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

Além das fontes já previstas pela lei, os recursos agora são provenientes também dos créditos de Itaipu, de que tratam os artigos 17 e 18 da lei nº 12.783, de 2013. Sua gestão fica a cargo do Ministério de Minas e Energia e da Eletrobras.

3.3.7.6. CFURH - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos

Criada pela Lei nº 7.990, de 1989, destina-se a compensar a União, os estados e os municípios afetados pelo uso da água e pela perda de terras produtivas, ocasionada por inundação de áreas na construção de reservatórios de usinas hidrelétricas. Do montante arrecadado mensalmente a título de compensação financeira, 45% se destinam aos Estados, 45% aos Municípios, 3% ao Ministério de Meio Ambiente - MMA, 3% ao Ministério de Minas e Energia - MME, e 4% ao Ministério de Ciência, Tecnologia e Inovação - MCTI. A gestão da sua arrecadação fica a cargo da ANEEL.

3.3.7.7. P&D (Pesquisa e Desenvolvimento) e Eficiência Energética

Criado pela Lei nº 9.991, de 2000, tem por objetivo estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas ao setor elétrico. As concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica são obrigadas a aplicar, anualmente, percentual de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e em programas de eficiência energética na oferta e no uso final da energia. Estão envolvidos com a sua gestão o MCTI, o MME, a ANEEL e os próprios agentes.

3.3.7.8. ONS - Operador Nacional do Sistema

As distribuidoras pagam mensalmente também, juntamente com outros encargos relativos ao uso das instalações da rede básica, valores relativos ao custeio das atividades do ONS, estabelecidos pela Lei nº 9.648, de 1998. Anualmente, o ONS submete à aprovação da

compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, relativo ao exercício de 2013. Por fim, o conteúdo foi acrescentado à MP 609, convertida na Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013, que trata da desoneração dos produtos que compõem a cesta básica.

ANEEL seu orçamento e os valores das contribuições mensais de seus associados. Sua gestão fica a cargo do ONS.

3.3.7.9. EER - Encargo de Energia de Reserva

Encargo criado pela Lei nº 10.848, de 2004, com o objetivo de cobrir os custos decorrentes da contratação de energia de reserva, incluindo os custos administrativos, financeiros e tributários. Esse custo é rateado entre os usuários finais de energia elétrica do SIN, incluindo os consumidores livres e os autoprodutores apenas na parcela da energia decorrente da interligação ao SIN. Seu valor é definido mensalmente pela CCEE, segundo fórmula prevista em resolução da ANEEL.

3.3.7.10. ESS - Encargo de Serviços do Sistema

Representa os custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema para o atendimento do consumo em cada submercado, que não estão incorporados ao PLD²⁶. Esse custo é apurado e contabilizado mensalmente pela CCEE e é pago por todos os agentes com perfil de consumo na proporção do consumo sujeito ao pagamento desse encargo, contratado ou não.

Os ESS atualmente contemplam o ressarcimento aos agentes de geração dos custos incorridos por: (i) restrições de operação; (ii) prestação de serviços ancilares; (iii) segurança energética e (iv) ultrapassagem da Curva de Aversão ao Risco (CAR).

Particularmente, o ESS por razão de segurança energética foi estabelecido com a finalidade de remunerar o despacho de recursos energéticos fora da ordem de mérito de custo, mediante decisão do CMSE.

Os recursos oriundos da aplicação de penalidades antigas por insuficiência de lastro para venda e por insuficiência de cobertura do consumo, das penalidades por falta de combustível, das penalidades de medição, e das multas pelo não aporte das garantias financeiras são utilizados para o abatimento das despesas com os ESS por segurança energética.

Observa-se, diante do exposto, que alguns dos encargos incidentes no setor elétrico têm caráter finalístico distinto ao setor elétrico, baseados em subsídios cruzados, com destaque para CCC, CDE e CFURH. Em 2004 quando foi implementado o Novo Modelo, demandas sociais foram apresentadas em uma conjuntura na qual a situação econômica e fiscal brasileira era negativa e tornava imperativo que os recursos para obrigações de caráter social fossem

²⁶ Os custos serão incorporados ao PLD por meio de metodologia de aversão ao risco, a partir de agosto de 2013, conforme estabelecido pela Resolução CNPE nº 03, de 2013. Para maiores esclarecimentos, vide item 9.2.

obtidos dentro do setor elétrico. No entanto, verifica-se que ao longo dos anos os valores relativos a estes encargos cresceram de forma substancial, podendo ser identificados como um dos principais responsáveis pelo crescimento das tarifas brasileiras, como pode ser visto na tabela 3.1, que apresenta os valores recolhidos de encargos setoriais de energia elétrica nos últimos anos (Castro, Brandão, Dantas, & Rosental, 2013).

Tabela 3.1: Encargos setoriais no Setor Elétrico Brasileiro
Fonte: (Aneel, Encargos)

Encargos Setoriais	2004 R\$ Milhão	2005 R\$ Milhão	2006 R\$ Milhão	2007 R\$ Milhão	2008 R\$ Milhão	2009 R\$ Milhão	2010 R\$ Milhão	2011 R\$ Milhão	2012 R\$ Milhão
Reserva Global de Reversão – RGR Fonte: SFF-ANEEL	1.177,2	1.181,8	1.282,3	1.317,0	1.425,4	1.629,6	1.594,1	1.724,9	
Conta de Consumo de Combustível – CCC Fonte: SRE - ANEEL	3.322,6	3.419,3	4.525,7	2.870,6	3.523,3	3.021,0	5.173,4	5571,7	
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE Fonte: SRE / SAF-ANEEL (Valores Realizados)	220,2	270,8	307,1	327,4	358,7	375,3	385,7	464,7	195,9
PROINFA Fonte: SRE - ANEEL	-	-	385,2	634,5	895,7	1.573	1.816	1.794,3	2.252,7
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE Fonte: SRE - ANEEL	1.455,4	2.044,1	2.283,4	2.469,7	2.483,7	2.841,8	2.960,6	3.313,8	3.722,6
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH Fonte: SFF / SRG-ANEEL	779,6	1.003,7	1.100,0	1.244,3	1.259,2	1338,5	1.514,9	1.635,8	
Encargos de Serviços do Sistema – ESS Fonte: Relatório Anual da CCEE	138,7	266,3	311,8	161,6	2.399,8	527,7	1.731,5	1.416,6	
Encargos de Energia de Reserva – EER Fonte: Relatório Anual da CCEE	-	-	-	-	-	31,7	311,9	321	
Operador Nacional do Sistema - ONS Fonte: ONS / SFF-ANEEL	8,9	9,6	10,2	10,7					

São devidos ainda ao Poder Público outros pagamentos compulsórios mediante determinação legal, e que asseguram recursos para que o Governo desenvolva suas atividades setoriais: os tributos. Sobre as contas mensais de energia elétrica incidem os seguintes tributos²⁷: i) tributos Federais (PIS - Programa de Integração Social e COFINS - Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social); ii) tributo Estadual: ICMS - Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços; e iii) Tributo Municipal: CIP - Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública.

3.4. Fatores que levaram à necessidade da participação do setor privado

No início dos anos 90, o Brasil, por um lado acabava de passar por uma profunda transformação política de fundo democrático, tendo como dirigente da Nação um representante saído diretamente das urnas, e por outro sua economia estava visivelmente enfraquecida, submetida a sucessivos planos que tentavam conter a inflação.

²⁷ Fonte: www.aneel.gov.br.

Assim é que o governo recém-formado, vendo a incapacidade do Estado de continuar agindo em todas as atividades produtivas, iniciou um ousado plano de desestatização, chamando o capital privado para assumir e expandir as atividades de metalurgia, mineração e petroquímica. Nessa fase inicial da abertura da participação do setor privado nas mais importantes atividades produtivas do processo industrial nacional, as mais importantes indústrias desses setores mudaram seus controles, contando com a poupança privada nacional, por meio de grandes investidores, fundos de pensão e apoio do BNDES.

No entanto, esse processo sofreu seu primeiro travamento em função do fracasso dos planos econômicos e dos revezes políticos do então Presidente Collor, que teve seu mandato interrompido, assumindo em seu lugar, para os últimos dois anos de mandato, o presidente Itamar Franco. Num governo de transição e buscando uma solução mais consistente para o problema da inflação, que se mostrava resiliente e quase estrutural, formou uma equipe focada nesse desafio.

Com a posse do novo presidente Fernando Henrique Cardoso, eleito a partir de 1995, com uma visão de estado muito próxima daquela do início dos anos 90, foi concebido um estruturado plano de reforma do Estado, enfatizando o papel do governo eficiente, de menor tamanho, focado nas atividades típicas de Estado, e exercendo um forte papel de regulador nas atividades de interesse público exploradas pelo capital privado.

No setor elétrico o movimento de início de participação privada foi bem mais complexo que no caso das telecomunicações por duas razões primárias: primeiramente, muitas das companhias, principalmente as de distribuição, pertenciam aos estados e não ao governo federal; e, adicionalmente, porque os problemas de inadimplência setorial exigiam que antes de chamar o capital privado para a expansão da geração e transmissão era preciso criar um mercado confiável de compra e venda de energia.

Com essas condicionantes, os primeiros movimentos de participação do setor privado se deram em duas áreas distintas: a autoprodução de energia elétrica e a concessão dos serviços públicos de distribuição. Na autoprodução o governo federal chamou os grandes consumidores para participar da finalização de grandes empreendimentos de geração que as concessionárias estatais da época não tinham condições de concluir, tais como Itá (1.450 MW) e Machadinho (1.140 MW). Na distribuição, ainda em 1995 e 1996, mesmo com os estudos de reestruturação do setor elétrico ainda em andamento, o governo federal procedeu a

outorga da concessão das duas distribuidoras que estavam sob seu controle (Escelsa – ES e Light – RJ).

Em seguida, com apoio do banco de desenvolvimento do governo federal, o BNDES, e o incentivo explícito de uma ampla renegociação das dívidas com a União, os estados foram incentivados a também se desfazer do controle de suas empresas de distribuição de energia elétrica, movimento esse que tomou força em 1997 e foi até o ano 2000. Com esses esforços, até o final do ano de 2006 foram transferidos o controle acionário de 24 distribuidoras de energia elétrica, conforme apresentado na tabela 3.2.

Tabela 3.2: Distribuidoras privatizadas
Fonte: (ABRADEE)

Nome	Data de Privatização	Área de Serviço / Localização	Comprador	Preço (R\$ Milhões)	% Vendido	Ágio (%)
ESCELSA	12/jul/95	ES	IVEN S. A , GTD Participações	385	50	11,78
LIGHT	21/mai/96	RJ	AES; Houston; EdF; CSN.	2.230,00	51	0
CERJ (AMPLA)	20/nov/96	RJ	Endesa(Sp); Enersis; Ed Port.	605,3	70,26	30,27
COELBA	31/jul/97	BA	Iberdrola; BrasilCap; Previ; BBDTV/M	1.730,90	65,64	77,38
AES SUL	21/out/97	RS	AES	1.510,00	90,91	93,56
RGE	21/out/97	RS	CEA; VBC ; Previ	1.635,00	90,75	82,7
CPFL	05/nov/97	SP	VBC ; Previ; Fundação CESP	3015	57,6	70,1
ENERSUL	19/nov/97	MS	Escelsa	625,6	76,56	83,79
CEMAT	27/nov/97	MT	Grupo Rede; Inepar	391,5	85,1	21,09
ENERGIPE	03/dez/97	SE	Cataguazes; Uptick	577,1	85,73	96,05
COSERN	11/dez/97	RN	Coelba; Guaraniana; Uptick	676,4	77,92	73,6
COELCE	02/abr/98	CE	Consócio Distriluz (Enersis Chilectra, Endesa, Cerj)	867,7	82,69	27,2
ELETROPAULO **	15/abr/98	SP	Consórcio Lightgás	2.026,00	74,88	0
CELPA	09/jul/98	PA	QMRA Participações S. A. (Grupo Rede e Inepar)	450,3	54,98	0
ELEKTRO **	16/jul/98	SP / MS	Grupo Enron Internacional	1.479,00	46,6	98,94
CACHOEIRA DOURADA	05/set/97	GO	Endesa / Edegel / Fundos de Investimentos	779,8	92,9	43,49
GERASUL *	15/set/98	RS	Tractebel(Belga)	945,7	50,01	0
BANDEIRANTE*	17/set/98	SP	EDP (Portugal) - CPFL	1.014,00	74,88	0
CESP Tiête***	27/out/99	SP	AES Gerasul Emp	938,07	-	29,97
BORBOREMA***	30/nov/99	PB	Cataguazes-Leopoldina	87,38	-	-
CELPE*	20/fev/00	PE	Iberdrola/Previ/BB	1.780	79,62	-
CEMAR***	15/06/2000	MA	PP&L	552,8	86,25	-
SAELPA***	31/11/2000	PB	Cataguazes-Leopoldina	363	-	-
CTEEP	28/06/2006	SP	ISA (Interconexión Eléctrica S/A Esp)	1.193	-	57,89
TOTAL				25.858,55		

Fontes : MME

* :Informações obtidas em jornais

** :Informações sobre Num. de Consumidores e GWh obtidas no site da Empresa

***: Informações obtidas no site do Provedor de Informações Econômico-Financeiras do Setor Elétrico Brasileiro - UFRJ/ELETOBRÁS

Tal movimento marca de forma expressiva o esforço da política governamental em criar um mercado confiável para a venda de energia elétrica, formado por concessionárias de distribuição de energia elétrica controladas por agentes privados e fortemente reguladas pela ANEEL. A busca por tornar esses agentes bons pagadores foi dada via instrumento introduzido em lei (art. 10 da Lei nº 8.631, de 1993), que impediu a aplicação de reajuste caso a distribuidora esteja inadimplente com suas obrigações setoriais.

Consolidando os motivos que levaram à participação do setor privado no setor elétrico brasileiro, pode-se afirmar que, além de coincidir com uma política governamental dos anos 90 de retirada do estado do papel de empresário, voltando-se para seu papel regulador, houve também o propósito específico de criar um mercado de energia elétrica consistente com a necessidade de introduzir 3.000 MW de geração a cada ano, aplicando-se especialmente às distribuidoras de energia elétrica existentes, que se encontravam sob controle dos governos estaduais.

4. PRIMEIRO CICLO DE REFORMAS - MOTIVAÇÕES E ANTECEDENTES

4.1. Introdução

Conforme breve descrição histórica constante no item 3.1, a partir do final dos anos 80, verificou-se uma redução do ritmo de investimento nos setores de infraestrutura brasileiros, inclusive o setor elétrico. A instituição da equalização tarifária por meio do Decreto-Lei nº 1.383, de 1974, somado ao crescimento do consumo de energia elétrica a taxas superiores às da capacidade instalada compuseram um cenário que poderia ter causado graves problemas de fornecimento na metade da década de 90, caso fosse verificado ciclo hidrológico desfavorável.

A situação de falência do modelo de financiamento do setor gerou debates permanentes na tentativa de superar a crise e desfazer o nó institucional, que colocava em risco qualquer projeto de retomada do crescimento econômico. A partir do choque dos juros e, posteriormente, com a redução dos fluxos de recursos externos no início dos anos 80, os investimentos na expansão da infraestrutura, incluindo-se o setor elétrico, foram altamente prejudicados pela insuficiência de capacidade financeira do Estado.

Para reverter essa situação, foram necessárias novas medidas que dessem condições para atrair o capital privado. A princípio, a promulgação da Constituição de 1988 estabeleceu que fossem instituídas regras por meio de legislação para a exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, inclusive que fosse definida uma política tarifária. Na sequência a Lei Elizeu Resende introduziu os meios: contrato com garantia de pagamento e sua regularidade. De fato, as motivações apresentadas ao longo deste capítulo permanecem como condições basilares, inclusive durante as reformas que se fizeram necessárias posteriormente.

4.2. Critérios que Incentivam a Entrada do Investidor no Setor Elétrico

Estudos, estratégias e decisões regulatórias que envolvam as esferas macroeconômicas, políticas e institucionais são relevantes para setores em que o volume de investimentos é elevado e com longo prazo de maturação, em que a especificidade dos ativos eleva o risco associado à perda futura no poder de barganha (*obsolescing bargain*) e em que a presença de

economias de escala e escopo implica em maior intervenção regulatória do governo (e.g. redução das tarifas para fins de controle da inflação).

Investimentos no setor de energia enquadram-se nas circunstâncias descritas acima. A tecnologia utilizada em projetos de eletricidade e gás natural, envolve um elevado volume de custos irreversíveis e investimento em ativos com baixo valor em termos de usos alternativos. Na ausência de elementos que garantam a implementação futura de contratos pré-estabelecidos, o governo pode impor restrições nos preços, requerer investimentos adicionais e implementar outras medidas que representam, em última instância, o comprometimento dos ativos e da rentabilidade inicialmente pactuada (Banerjee, Oetzel, & Ranganathan, 2006)

O setor de energia também envolve a produção de um insumo essencial à atividade econômica de um país. Desse modo, além de enfrentar o risco de imposições por parte do governo, descrito acima, existe a pressão de grupos de interesse (consumidores livres industriais, por exemplo) para que as tarifas garantam apenas um retorno mínimo ao investidor.

Espera-se, portanto, que empresas privadas, considerando a possibilidade de investir em infraestrutura, tendam a direcionar recursos para países onde há garantias de que o contrato inicialmente estabelecido não será abandonado. Ou seja, para haver um maior estímulo ao investimento do setor privado, é necessário não somente a existência de regulação favorável, mas a certeza de que as normas pactuadas não serão modificadas unilateralmente.

Por consequência, questões como estabilidade política, respeito aos preceitos legais, eficácia no combate à corrupção, proteção à propriedade, qualidade da regulação (políticas pró-mercado) e eficiência governamental (provisão de serviços públicos, qualidade da burocracia, credibilidade na execução de políticas delineadas, competência dos servidores públicos e nível de independência destes para com pressões políticas) são relevantes para o investimento privado. Como salientado por Serven (1996); Easterly e Serven (2003); e Pargal (2003), estabilidade e confiança no arcabouço regulatório e no ambiente de negócios reduzem a percepção de risco por parte dos investidores e são formas mais eficientes de estímulo à participação do setor privado em infraestrutura do que outros incentivos de investimento (e.g. subsídios).

A verdade é que “*sabemos muito pouco sobre a maneira como as decisões financeiras não rotineiras são tomadas*”, já dizia A. Sametz em 1964. Há um *déficit* de conhecimento sobre os processos que estão na origem de grandes decisões estratégicas em matéria de

investimento. Mas sabe-se que *qualquer que seja a lente utilizada, do ponto de vista econômico a rentabilidade é um elemento crucial para qualquer atividade econômica. Se a rentabilidade de uma atividade econômica não for suficiente para cobrir todos os custos de produção, incluindo os investimentos realizados, a atividade eventualmente cessará* (Brasil I. A., 2011). Trata-se de fator determinante na decisão por investir ou não em um setor.

Consta no relatório intitulado “Uma Avaliação da Rentabilidade do Setor Elétrico” (2011) que a última atualização de estudo, realizada por meio de parceria do Instituto Acende Brasil com a Stern Stewart & Co., indicou que, após anos de destruição de valor, o Setor Elétrico Brasileiro finalmente havia alcançado um nível de rentabilidade suficiente para cobrir todos os seus custos. Fica a dúvida quanto à permanência dessa condição, apresentada em 2011.

Fato é que toda empresa precisa gerar lucros para manter-se. Todo empreendedor, ao aplicar os seus recursos financeiros em um negócio, espera alcançar um retorno compatível com o grau de risco envolvido. Na ausência desta expectativa não há incentivos para investir, o que comprometeria o crescimento econômico do país e o bem-estar futuro da sociedade.

4.3. O Papel das Instituições no incentivo ao investimento privado em infraestrutura

Pesquisadores têm argumentado que as instituições desempenham um papel importante no apoio às economias de mercado e podem ajudar a explicar os diferentes níveis de crescimento, desenvolvimento e interesse do setor privado em todo o mundo (North, 1990); (Rodrik, 2000); (Hoskisson, Eden, Lau, & Wright, 2000).

Diferenças institucionais entre os países podem explicar as distinções no desenvolvimento econômico, na produtividade e em seu risco global adotado para realização de negócios. Hall & Jones (1999) observaram que a infraestrutura social, isto é, políticas institucionais e governamentais, explicam a grande variação na produção por trabalhador entre os países. Adicionalmente, Rodrik (2002) argumentou que, comparada à geografia ou ao comércio, a qualidade das instituições é o mais importante fator explicativo para as desigualdades de renda. Acemoglu (2001) foi além ao compreender a variação exógena das instituições, explicando seu impacto sobre o desempenho econômico.

Investidores precisam conhecer como instituições específicas impactam seus riscos de negócio e gestores devem avaliar o ambiente institucional durante processo de seleção do local objeto de investimento. Instituições são concebidas para fornecer as regras do jogo que

estruturam as interações humanas em sociedades (North, 1990). Ao reduzir a incerteza, as instituições reduzem os custos de transação e de informação em uma economia. A ausência de instituições de apoio ao mercado podem criar riscos adicionais para as empresas privadas e, possivelmente, ameaçar a sobrevivência das mesmas. Este tipo de risco pode ter um efeito significativo sobre a disposição do setor privado na participação de projetos de infraestrutura (Ramamurti & Doh, 2004); (Doh & Ramamurti, 2003).

Alguns autores já demonstraram a conexão entre qualidade institucional e desempenho de setores de infraestrutura, mas a maior parte dos estudos não avaliou o impacto das instituições sobre o fluxo de recursos privados para projetos em infraestrutura, tais como Bergara, Henisz e Spiller; (1997); Henisz; (2002); e Cubbin e Stern (2005).

Banerjee, Oetzel e Ranganathan (2006) também realizaram estudo utilizando dados em painel de países em desenvolvimento, buscando analisar como o ambiente institucional afeta a participação do setor privado em projetos de infraestrutura nas economias em desenvolvimento. Suas conclusões são as que seguem:

- 1) **Regamentos bem definidos e estáveis são importantes para atrair investimentos de infraestrutura privada.** Economias com um sistema judicial estável e um baixo risco de expropriação fornecem um seguro refúgio para os investidores privados. Estes requerem “regras do jogo” para permanecerem acreditando e investindo.
- 2) **Países mais corruptos atraem mais a participação privada em infraestrutura.** Os estudos mostraram que economias mais corruptas convidam mais investimento em infraestrutura: verificou-se crescimento de 31% no investimento para cada aumento de uma unidade no índice de corrupção. Para cada aumento adicional no índice analisado para práticas anticorrupção, há um declínio médio de 17% nos projetos privados, mantidas outras variáveis constantes.
- 3) **As instituições políticas e a estabilidade do governo têm um efeito ambíguo.** Uma medida da capacidade de um governo para permanecer no cargo e realizar suas políticas de forma significativa tem impacto sobre o fluxo privado em infraestrutura, mas o efeito é significativo apenas para os fluxos totais e não para os seus componentes desagregados ou na frequência de projetos. No entanto, os índices de direitos políticos e liberdades civis, que variam de 1 para os países com total liberdade a 7 para aqueles cujos direitos não são disponíveis gratuitamente, revelam um padrão interessante. Direitos políticos dificilmente importam no total de fluxos privados, mas os direitos civis afetam adversamente

os fluxos privados. Há algumas evidências que sugerem que **o investimento privado é mais seguro em países com menos liberdade civil**. A variável de defesa das liberdades civis, em que maiores valores significam menos direitos civis, tem um coeficiente positivo, sugerindo que os países com mais direitos civis têm menos investimento em infraestrutura geral e menos projetos de infraestrutura. Maiores direitos civis, muitas vezes significa que as empresas devem passar por um processo de aprovação dos cidadãos - processo demorado e potencialmente estruturado - para implantação de cada projeto. Isso aumenta o custo de transação do projeto e pode atrasar a decisão final de investir.

4) **Indicadores macroeconômicos e instituições financeiras influenciam no investimento privado de forma positiva**. Não surpreendentemente, a maior taxa de câmbio (moeda local por unidade de dólar) afeta negativamente os fluxos privados, tornando a economia local não competitiva. **O desenvolvimento do mercado de ações tem um impacto positivo sobre os fluxos privados de infraestrutura**, embora o seu efeito seja negligenciável. A capitalização de mercado tem um impacto positivo no custo do projeto e nos fluxos totais em infraestrutura. Um aumento de 1% no valor de mercado aumenta 1% os fluxos privados em infraestrutura. Existe ainda alguma evidência de que **a inflação afeta negativamente o investimento privado adicional, ou seja**, o aumento da inflação reduz o investimento adicional privado em infraestrutura. Países com maior crescimento atraem mais projetos privados e fluxos mais elevados. Com o aumento do desvio padrão da taxa de crescimento do PIB, a expectativa do número de projetos privados e os fluxos totais privados aumentam, mantidas outras variáveis constantes. Os resultados mostraram ainda que **um aumento de 1% na taxa de crescimento do PIB aumenta 9% os fluxos privados em energia e 5% em telecomunicações**.

5) **PIB per capita tem um impacto significativo sobre os fluxos privados de infraestrutura**. Intuitivamente, os países com maior PIB per capita são mais atraentes para o investimento privado, dado o seu maior poder de compra e uma maior demanda projetada para infraestrutura. Países com maior bem-estar com relação ao PIB per capita tem maior experiência com investimentos em energia e telecomunicações, maior investimento total privado em infraestrutura e um número maior de projetos. Para cada aumento internacional do dólar no PIB per capita (valorização do dólar frente à moeda nacional), é esperado que o número de projetos privados num país aumente em 237%. Maiores valores de PIB per capita significariam maior capacidade para pagar os serviços de infraestrutura, tornando esses mercados emergentes destinos atrativos para o investimento privado.

6) **Qualidade do investimento público pode saturar o investimento privado.** Os resultados sugerem que os países com maior participação de estradas pavimentadas e linhas principais de telefone atraem menores fluxos privados em infraestrutura. Uma maior proporção de estradas pavimentadas em relação ao total de estradas reduz o investimento total privado em energia. Um número maior de linhas telefônicas por mil pessoas reduz o investimento privado em infraestrutura. Pode haver dois processos, nesse sentido: i) o investimento público pode saturar o investimento privado; ou ii) a demanda por investimento privado pode ser menor em economias com maior investimento público de qualidade.

Desse modo, Banerjee, Oetzel e Ranganathan (2006) apresentaram evidência que a proteção aos direitos de propriedade e a qualidade da burocracia são os principais determinantes de investimentos em infraestrutura com participação do setor privado, embora também apontem para o fato de que a corrupção elevada aparenta atrair maior fluxo de investimento em infraestrutura. Corroborando com esses resultados, Costa e Tiryaki (2011) concluíram que a variável de controle da corrupção se mostrou significativamente correlacionada como o investimento privado, mas com sinal diferente do esperado. Seus resultados também indicaram que o investimento privado tende a se elevar quanto menor o controle da corrupção. Tiryaki (2008a) e (2008b), no entanto, utilizando avaliações empíricas em *cross section* com países em desenvolvimento constatou uma forte correlação positiva entre robustez institucional e investimento privado em infraestrutura, apresentando evidência que indicadores de governança mais robustos, inclusive de controle da corrupção, estimulam o investimento do setor privado em projetos de infraestrutura.

É certo que o papel das instituições é fundamental no desenvolvimento do setor privado. A proteção ao direito de propriedade, o funcionamento de efetivos mercados de capitais, e regimentos bem definidos podem reduzir a incerteza do investimento e promover o desenvolvimento do setor privado.

Esta questão é particularmente importante, tendo em conta as expectativas de declínio nos níveis de participação privada trazidas pelos rumores de insatisfação dos investidores com a intervenção do governo no setor elétrico brasileiro, especialmente após a edição da Medida Provisória 579, de 2012 e, considerando ainda, os indicadores econômicos mais recentes que têm demonstrado crescimento econômico aquém de todas as expectativas.

4.4. A Constituição de 1988

Conhecidos os principais requisitos apontados pela literatura para incentivar o investimento privado nos setores de infraestrutura, em que se inclui o de energia elétrica, com destaque para o papel das instituições no alcance dessa meta, passemos a listar alguns dos antecedentes que embasaram as mudanças propostas pelo primeiro ciclo de reformas no setor elétrico.

O primeiro passo para a superação da crise verificada a partir do final dos anos 80, com a redução do ritmo de investimento nos setores de infraestrutura, veio com a promulgação da Constituição Federal de 1988, que possibilitou a prestação de serviços públicos por terceiros, mediante efeito derivativo da concessão quanto a atributos de prestação próprios do Poder Concedente, após consagrar-se vencedor de licitação. Foi um importante passo para o fim do regime de áreas de concessão das grandes empresas federais.

Antes de mencionar a legislação que apresenta os primeiros instrumentos acerca da participação privada no setor elétrico, interessa introduzir os principais artigos que inovaram esse assunto por meio da promulgação da Constituição Federal Brasileira de 1988 (CF/88). Muitos entendimentos até então presentes no arcabouço legal foram alterados por esse marco.

Com relação à competência para exploração dos serviços e instalações de energia elétrica, bem como as formas indiretas dessa exploração (concessão, permissão e autorização), a CF/88 dispõe:

“Art. 21. Compete à União:

(...)

XII – explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

(...)

b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;”

As diretrizes obrigatórias a serem seguidas nessas outorgas estão dispostas no art. 175 da CF/88:

“Art. 175. Incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos.

Parágrafo único. A lei disporá sobre:

I – o regime das empresas concessionárias e permissionárias de serviços públicos, o caráter especial de seu contrato e de sua prorrogação, bem como as condições de caducidade, fiscalização e rescisão da concessão ou permissão;

II – os direitos dos usuários;

III – política tarifária;

IV – a obrigação de manter serviço adequado.”

Com isso, a partir da Constituição Federal de 1988, a prestação dos serviços públicos de energia elétrica passou a ser incumbida ao Poder Público Federal, direta ou indiretamente, sempre mediante licitação. No entanto, a disciplina infraconstitucional que justificou o fim do regime de áreas de concessão, concretizou-se somente em 1995, com a publicação das leis nº 8.987 e 9.074, que serão discutidas posteriormente. Isso porque as referências constitucionais citadas não resultam, por si só, na extinção do regime de áreas de concessão, pois elas permitiam, ainda, a depender da política de governo, implementar tal formato de concessão nas licitações de qualquer setor.

Até então, cada empresa federal tinha uma área de concessão para geração e transmissão: uma para o Norte, outra para o Sul, outra para o Nordeste, e assim por diante. O Estado concedia a exploração de qualquer empreendimento de transmissão, geração e distribuição conforme as áreas de concessão. Vale notar que quase todos os estados do Sudeste e do Sul, mais fortes econômica e politicamente na federação, tinham suas próprias usinas e linhas de transmissão.

As empresas eram responsáveis pela exploração de todos os empreendimentos em sua concessão. Atualmente, uma usina hidroelétrica pode ser estudada por qualquer empresa e, após tais estudos, a construção daquelas usinas vai à licitação pública.

Desse modo, os dispositivos trazidos pela Constituição não se mostraram suficientes para evitar uma crise pela qual passou o setor elétrico. O modelo existente até a primeira metade da década de 90 - em que a quase totalidade das empresas elétricas pertenciam aos Governos Federal ou Estaduais - exauriu-se, entre outras razões, por absoluta insuficiência de recursos

financeiros para implementar as obras necessárias, tanto para aprimorar a operação como para garantir a expansão do sistema.

Para (PIRES, REIS, & URANI, 2004), a reforma setorial que se seguiu ao modelo institucional estatal, em linhas gerais, inspirou-se no seguinte diagnóstico para a crise daquele modelo:

- a) crise financeira da União e dos estados, inviabilizando a expansão da oferta de eletricidade e a manutenção da confiabilidade das linhas de transmissão;
- b) má-gestão das empresas de energia, provocada, em grande parte, pela ausência de incentivos à eficiência produtiva e de critérios técnicos para a gerência administrativa;
- c) inadequação do regime regulatório: inexistência, na prática, de órgão regulador, conflito de interesses sem arbitragem, regime tarifário baseado no custo de serviço e de remuneração garantida. Esse aspecto foi ainda mais agravado pelo fato de uma série de custos incorridos pelas empresas não ser validada pelo governo em razão da utilização das tarifas para controle inflacionário.

Para tratar o problema de escassez de investimentos e eficiência, o processo de privatização iniciou-se no Brasil em 1990, com o Governo Collor, quando foi lançado o Programa Nacional de Desestatização (PND) instituído pela Lei nº 8.031/90. O BNDES foi designado gestor desse fundo de natureza contábil em que eram depositadas as ações das empresas que seriam desestatizadas. Nessa qualidade de gestor do fundo, o Banco passou a gerenciar, acompanhar e realizar a venda das empresas incluídas no PND.

No tocante ao setor elétrico brasileiro, a estrutura de propriedade das empresas de geração e distribuição, com muitas delas sendo de estados da federação, tornou ainda mais desafiador o processo de desestatização, que foi iniciado somente em 1995.

Sob esse contexto se inicia a reforma do setor elétrico brasileiro, em 1993, com a publicação da Lei nº 8.631, que extinguiu o regime de remuneração garantida, eliminou as tarifas unificadas no território nacional e possibilitou a recuperação tarifária.

4.5. Lei nº 8.631, de 1993 (Lei Elizeu Resende)

Aquela que ficou conhecida por “Lei Eliseu Resende” equacionou o problema das dívidas, com foco no saneamento financeiro. Regulamentou-se a desigualização tarifária - dispondo

sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica - a extinção do regime de remuneração garantida e a obrigação do contrato de suprimento de energia elétrica, propiciando maior liberdade tarifária às concessionárias.

A lei estabeleceu que “[O]s níveis das tarifas de fornecimento de energia elétrica a serem cobradas de consumidores finais corresponderão aos valores necessários para a cobertura do custo do serviço de cada concessionário distribuidor, segundo suas características específicas, de modo a garantir a prestação dos serviços adequados.”

A nova legislação, além de ter desqualificado as tarifas, promoveu amplo “encontro de contas” entre as concessionárias e a União, extinguindo a remuneração garantida:

Art. 7º O regime de remuneração garantida e, em conseqüência, a Conta de Resultados a Compensar - CRC e a Reserva Nacional de Compensação de Remuneração - RENCOR, ficarão extintos na data de publicação do decreto regulamentador desta Lei.

(...)

§ 3º As parcelas dos saldos credores das CRC, referidas no parágrafo anterior, serão destinadas à quitação, mediante encontro de contas de débitos vencidos até 31 de dezembro de 1992 (...)

No entanto, somente em 1995, por meio da Lei nº 8.987, a concessão de serviço público foi regulamentada, conforme será discutido no capítulo 5.

5. CONDIÇÕES BÁSICAS LEGAIS PARA IMPLEMENTAÇÃO DA PARTICIPAÇÃO DO SETOR PRIVADO NO PRIMEIRO CICLO DE REFORMAS

Diante da percepção do esgotamento da capacidade do Estado investir em infraestrutura na escala necessária para atender o crescimento da demanda, formou-se um processo de reestruturação do setor elétrico em toda a América Latina, diferindo nos detalhes de sua implementação (Barroso, Flach, & Bezerra, 2012).

Para alcançar tais objetivos, foram adotados dois princípios básicos: i) estabelecimento da competição nos segmentos de geração e de comercialização, estimulando a eficiência e a modicidade tarifária; e ii) estabelecimento de monopólios regulados nas atividades de transmissão e distribuição.

A efetiva competição nos segmentos de geração e comercialização requer o livre acesso às redes de transmissão e de distribuição, além da coibição do poder de mercado. Por sua vez, a garantia de livre acesso geralmente requer a desverticalização (Barroso, Flach, & Bezerra, 2012). Nesse sentido, as agências reguladoras (ANEEL) e operadores independentes (ONS), têm papel fundamental, conforme descrito a seguir.

5.1. Lei nº 8.987 (1995): Lei das Concessões de Serviço Público

A Lei a que se refere o art. 175 da CF/88 é aquela que ficou conhecida como Lei das Concessões de Serviço Público – Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, que dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no citado artigo da Constituição Federal, e dá outras providências.

O primeiro requisito à toda concessão, disposto no art. 6º da lei, é a necessidade de *prestação de serviço adequado ao pleno atendimento dos usuários, conforme estabelecido nesta Lei, nas normas pertinentes e no respectivo contrato, sob pena de ser declarada a caducidade da concessão (de que trata o artigo 38). Seu parágrafo primeiro definiu como “Serviço adequado” aquele que *satisfaz as condições de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, generalidade, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.**

Adicionalmente, a mesma lei prevê como requisito de toda concessão de serviço público (precedida ou não da execução de obra pública) a realização de prévia licitação, nos termos da legislação própria e com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório.

A previsão de restauração de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão quando da *criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta* vencedora em leilão, mediante comprovação de impacto, bem como previsão de revisão das tarifas a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro, disposições trazidas no art. 9º, corroboraram com a atratividade do capital privado, cuja expectativa é de garantia de rendimentos.

A Lei das Concessões também atribuiu como incumbência do Poder Concedente *cumprir e fazer cumprir as disposições regulamentares do serviço e as cláusulas contratuais da concessão*, bem como *incentivar a competitividade*.

5.2. Lei nº 9.074 (1995)

Ainda no ano de 1995, no mesmo dia da publicação da Lei das Concessões de Serviços Públicos tratada acima, foi publicada a MP 1.017, do mesmo ano, convertida na Lei nº 9.074, em 7 de julho, em função da estrutura de propriedade do setor elétrico brasileiro e da previsão de extinção das concessões vencidas pela Lei nº 8.987 criar um vácuo institucional no setor.

Essa nova lei estabeleceu as condições para contratação, prorrogação ou outorga de concessões, permissões e autorizações de exploração de serviços e instalações de energia elétrica e de aproveitamento energético dos cursos de água. Com a publicação da Lei nº 8.987, juntamente com a de nº 9.074, marca-se o início do que pode ser chamado de Primeiro Ciclo de Reformas do Setor Elétrico Brasileiro.

Em especial, foi garantido às concessões de transmissão e de distribuição de energia elétrica, contratadas a partir desta Lei, *o prazo necessário à amortização dos investimentos, limitado a trinta anos, contado da data de assinatura do imprescindível contrato, podendo ser prorrogado no máximo por igual período, a critério do poder concedente, nas condições estabelecidas no contrato*.

Para os geradores, foi permitido à União, por meio do art. 19, *prorrogar, pelo prazo de até vinte anos, as concessões de geração de energia elétrica, alcançadas pelo art. 42 da Lei nº*

8.987, de 1995²⁸, desde que requerida a prorrogação, pelo concessionário, permissionário ou titular de manifesto ou de declaração de usina termelétrica, observado o disposto no art. 25²⁹ desta Lei. E muitas assim fizeram. A MP nº 579, de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 2013, tratou de prorrogar as concessões alcançadas por este artigo, conforme será discutido adiante.

A Lei nº 9.074, ao definir a figura do consumidor livre³⁰ no artigo 15, estabeleceu também em seu § 6º que fica assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livres acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte envolvido, calculado com base em critérios fixados pelo poder concedente.

O direito ao livre acesso acabou por favorecer a criação de novos negócios no setor elétrico na medida em que separava a construção dos sistemas de transmissão das obras de geração, facilitando a entrada especialmente de geradores. No entanto, o livre acesso não foi por si só suficiente para atrair o capital privado ao setor.

Para capitalizar o setor, uma medida trivial foi a desverticalização das concessões de energia elétrica, separando as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, que a partir daquele momento, foram caracterizadas como áreas de negócio independentes. A geração e a comercialização foram progressivamente desreguladas, já a transmissão e a distribuição (que, por sua natureza, constituem monopólios naturais) continuaram sendo tratadas como serviços públicos tendo sua regulação reforçada.

Conforme as empresas detentoras de concessão de geração, transmissão e distribuição iam celebrando seus contratos de concessão com o Poder Concedente, para atender ao disposto na Lei nº 8.987, de 1995, estas eram chamadas a separar suas atividades de modo a cooperar com o fim das barreiras que a concentração dessas atividades depositavam na livre concorrência.

Por meio do Decreto nº 1.503, de maio de 1995, as empresas do Grupo Eletrobras entraram no Programa Nacional de Desestatização (PND) e, conforme eram privatizadas, as empresas iam

²⁸ Concessões de serviço público outorgadas anteriormente à entrada em vigor desta Lei consideram-se válidas pelo prazo fixado no contrato ou no ato de outorga.

²⁹ Art. 25. As prorrogações de prazo, de que trata esta Lei, somente terão eficácia com assinatura de contratos de concessão que contenham cláusula de renúncia a eventuais direitos preexistentes que contrariem a Lei nº 8.987, de 1995.

³⁰ A definição original da lei para consumidor livre referia-se a consumidores ora existentes com carga igual ou maior que 10.000 kW, atendidos em tensão igual ou superior a 69 kV. Decorrido o prazo mínimo de oito anos da publicação dessa lei, a definição atualmente vigente, prevista para novos e antigos consumidores, prevê carga mínima de 3 MW, atendido em qualquer nível de tensão, permitindo-lhes optar por contratar seu fornecimento, no todo ou em parte, com produtor independente de energia elétrica.

sendo desverticalizadas. A primeira delas (Escelsa) foi privatizada em julho de 1995, conforme mencionado no capítulo 3.

Como consequência, aumentaram-se as possibilidades de competição. A pulverização tirava poder de mercado das empresas antes verticalizadas, pois os preços passaram a ser determinados e cobrados de forma independente, ligados ao serviço específico de geração, transmissão ou distribuição. Essa medida também garantiu maior transparência na fixação das tarifas para consumidores e usuários da rede de transmissão.

Há que se destacar no processo de implantação das reformas do setor elétrico brasileiro aqui relatado que os instrumentos legais e o arranjo institucional necessário à plena normalidade regulatória dessa atividade não surgiram todos a um só tempo. De fato, instrumentos legais foram sendo editados e instituições foram sendo criadas ao longo de um período de cerca de três ou quatro anos.

Basta ver que no início das privatizações das empresas de distribuição ainda foram feitos contratos de concessão que englobavam os serviços de transmissão e geração. Somente em 2004, com redação dada pela Lei nº 10.848, o § 5º do artigo 4º da Lei nº 9.074, de 1995, dispôs efetivamente sobre a proibição de as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica que atuem no Sistema Interligado Nacional – SIN desenvolverem atividades de geração e de transmissão de energia elétrica. Ou seja, ainda que as empresas tenham sido requeridas a desverticalizar suas atividades quando da assinatura dos contratos de concessão, a previsão legal para a desverticalização só veio com a edição da Lei nº 10.848, de 2004.

Adicionalmente, a Lei nº 9.074, de 1995, permitiu a prorrogação de concessões outorgadas sem licitação anteriormente à Constituição de 1988, cujas obras ou serviços já tinham sido iniciados, mas que se encontravam atrasadas, pelo prazo necessário à amortização do investimento, limitado a trinta e cinco anos, desde que apresentado pelo interessado plano de conclusão aprovado pelo poder concedente e compromisso de participação superior a um terço de investimentos privados nos recursos necessários à conclusão da obra e à colocação das unidades em operação. Trata-se de uma tentativa evidente de retomar as obras que se encontravam paradas e atrair investimentos do setor privado. Foram medidas ainda insuficientes para recuperar o setor.

5.3. Lei nº 9.427 (1996)

Na sequência, foi publicada no Diário Oficial da União, em 27 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.427. Estava criada a agência reguladora do setor de energia elétrica do país - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao MME, com sede e foro no Distrito Federal. Sua finalidade é regular e fiscalizar a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, de acordo com as políticas e diretrizes do Governo Federal.

As principais competências relacionadas ao tema aqui abordado, conferidas à ANEEL por meio dessa lei, encontram-se apresentadas a seguir:

- Promover (...) os procedimentos licitatórios para a contratação de concessionárias e permissionárias de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica (...);
- Gerir os contratos de concessão ou de permissão de serviços públicos de energia elétrica, de concessão de uso de bem público, bem como fiscalizar (...) as concessões, as permissões e a prestação dos serviços de energia elétrica;
- Dirimir, no âmbito administrativo, as divergências entre concessionárias, permissionárias, autorizadas, produtores independentes e autoprodutores, bem como entre esses agentes e seus consumidores;
- Fixar as multas administrativas a serem impostas aos concessionários, permissionários e autorizados de instalações e serviços de energia elétrica;
- Estabelecer, para cumprimento por parte de cada concessionária e permissionária de serviço público de distribuição de energia elétrica, as metas a serem periodicamente alcançadas, visando a universalização do uso da energia elétrica;
- Efetuar o controle prévio e a posteriori de atos e negócios jurídicos a serem celebrados entre concessionárias, permissionárias, autorizadas e seus controladores, suas sociedades controladas ou coligadas e outras sociedades controladas ou coligadas de controlador comum, impondo-lhes restrições à mútua constituição de direitos e obrigações, especialmente comerciais e, no limite, a abstenção do próprio ato ou contrato; e
- Definir as tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição e proceder à revisão tarifária periódica prevista em contrato.

Note-se que o estabelecimento de um órgão regulador com independência e competência técnica permitiu construir a necessária confiança para consolidação da participação do setor privado nas atividades do setor elétrico brasileiro. Ao longo desses últimos quinze anos, embora haja muitas disputas entre regulador e agentes sobre questões pontuais, admite-se que a presença dessa autarquia foi condição necessária para atrair investimentos privados para o setor elétrico brasileiro, que viu seu parque gerador aumentado em 56.522 MW³¹ (89,8%) e sua rede de transmissão reforçada com 35.500³² km (56,3%) de linhas. Os níveis de qualidade da distribuição que alcançaram, em meados de 1990, 27,19 horas em média de indisponibilidade por consumidor atingiram patamares inferiores a 18,4 horas nos dias de hoje³³.

5.4. Lei nº 9.648 (1998)

Muito desta primeira reforma no setor elétrico é resultado das sugestões apresentadas no Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico (RE-SEB), desenvolvido no período de agosto de 1996 a novembro de 1998, num trabalho conjunto de consultores internacionais e de mais de três centenas de técnicos do Setor, que culminou na edição da Lei nº 9.648, de 1998. Dessa forma, o governo federal esperava alcançar alguns objetivos, entre os quais criar condições para manter o programa de privatizações e tornar os novos investimentos mais atrativos para o setor privado, através de uma adequada alocação de riscos.

Para incentivar a competição no segmento de geração de energia elétrica, o art. 10 da referida lei estabeleceu que “[P]assa a ser de livre negociação a compra e venda de energia elétrica entre concessionários, permissionários e autorizados”.

Estando legalmente habilitadas a deter participações em geradoras pertencentes ao mesmo grupo econômico, através do *self-dealing*, as distribuidoras teriam um estímulo para investir seus ganhos com a prestação do serviço público na construção de novas centrais de geração que, no futuro, especialmente a partir do decaimento dos volumes de energia contratados sob

³¹ Fonte: www.aneel.gov.br. Acesso em 15/05/2013. Em 1997 a capacidade instalada no país era de 62.932 megawatts (MW) com 749 usinas em funcionamento, das quais 317 térmicas e 147 hidrelétricas. Em 30/09/2012 a capacidade instalada no país chegou a 119.454 megawatts (MW).

³² Fonte: www.aneel.gov.br. Acesso em 15/05/2013. Em 1997 o Brasil possuía mais de 63 mil quilômetros em linhas de transmissão. Em 2011 a rede básica de transmissão alcançou cerca de 98.500 km de extensão.

³³ Fonte: www.aneel.gov.br. Acesso em 15/05/2013.

os contratos iniciais³⁴, poderiam suprir suas necessidades de contratação de energia elétrica para atendimento ao mercado consumidor (Lustosa, 2006).

No entanto, o *self-dealing* sem mecanismo de proteção dos preços aos consumidores cativos, ao facilitar a concentração econômica, ocasiona risco de abuso de poder econômico, refletindo, notadamente, na compra e venda de energia elétrica entre geradores e distribuidores pertencentes ao mesmo grupo econômico a preços potencialmente acima do mercado.

Com essa medida, tornou-se necessária a instituição de mecanismo de proteção de repasse de preços aos consumidores cativos. Foi então que o governo providenciou o estabelecimento de um limite de repasse às tarifas dos custos de compra de energia elétrica livremente negociada, calculado a partir do chamado Valor Normativo (VN). Esses eram, portanto, mecanismos necessários para que o estímulo ao investimento e à diversidade do parque gerador não se convertessem em abuso de poder econômico, em detrimento da modicidade tarifária (Lustosa, 2006).

No que se refere à operação do sistema elétrico, foi criado o Operador Nacional do Sistema – ONS pela mesma lei, para dar seguimento ao Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), instituído pela Lei nº 5.899, de 1973.

As atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do Sistema Interligado Nacional - SIN passaram a ser executadas pelo ONS, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, mediante autorização do Poder Concedente, fiscalizado e regulado pela ANEEL, integrado por titulares de concessão, permissão ou autorização e consumidores livres conectados à rede básica.

Além de criar o ONS, essa lei estabeleceu que *a compra e venda de energia elétrica entre concessionários ou autorizados, deve ser contratada separadamente do acesso e uso dos sistemas de transmissão e distribuição*, cabendo à ANEEL regular as tarifas e estabelecer as condições gerais de contratação do acesso e uso dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia elétrica por concessionário, permissionário e autorizado, bem como pelos consumidores livres. Essa contratação em separado foi essencial para a competitividade nos

³⁴ Os Contratos Iniciais constituíam-se em contratos de fornecimento de energia elétrica com tarifas e quantidades reguladas pela ANEEL, celebrados entre as geradoras e as distribuidoras atuantes no setor, cujos montantes teriam de ser reduzidos em 25% ao ano, a partir de 2003, nos termos da Lei nº 9.648, de 1998. Com a redução gradual dos contratos iniciais, estes foram substituídos por contratos bilaterais, celebrados antes da publicação da Lei nº 10.848, de 2004, cujas condições de contratação e preço foram definidas entre as partes (livremente).

segmentos de geração e de transmissão no país, uma vez que se pôde, com isso, quantificar quanto se paga pela energia elétrica, comercializada livremente, e pelo uso da rede.

Desse modo, as concessionárias de transmissão e de distribuição prestam o serviço de transporte de energia, sendo que os usuários (geradores e consumidores livres) têm o direito ao livre acesso a esses sistemas, podendo se conectar e usar essas redes mediante o ressarcimento do custo associado.

Frise-se que o desenvolvimento do sistema de transmissão é de notável relevância na expansão da geração. Locais de fácil acesso aos sistemas de transmissão são mais atraentes para os investidores em geração. O casamento entre os cronogramas das obras de geração e transmissão também deve ser bem planejado, especialmente no caso dos leilões estruturantes³⁵, cujas instalações de transmissão que darão acesso aos grandes empreendimentos hidrelétricos são geralmente licitadas separadamente.

No que se refere à liquidação dos contratos, com a publicação da Lei nº 9.648, de 1998, as transações de compra e venda de energia elétrica nos sistemas elétricos interligados passaram a ser realizadas no âmbito do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE), o qual seria instituído mediante Acordo de Mercado firmado entre os agentes de mercado interessados, cujo escopo foi dado pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998.

No entanto, este arranjo demonstrou-se insuficiente e pouco funcional na contabilização e liquidação das operações de compra e venda no mercado de curto prazo, especialmente em função da forma de regência do MAE e de administração da ASMAE³⁶, conforme disposto na Resolução ANEEL nº 102, de 1º de março de 2002: “(...) considerando que: (...) a forma de regência do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE) e a forma de administração de sua prestadora de serviços - a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (ASMAE) - constituíram fator impeditivo ao curso normal das operações de compra e venda de energia elétrica e, especialmente, ao alcance da necessária contabilização e liquidação das transações realizadas no segmento de curto prazo do mercado”.

A partir da publicação da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, destacada a seguir, que marcou o surgimento do novo modelo do setor elétrico brasileiro, o MAE foi sucedido pela já citada CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos. A mesma lei definiu que

³⁵ Vide item 7.1.

³⁶ Com a finalidade de prover recursos tecnológicos e humanos para a administração do MAE, foi criada pela Assembleia Geral do MAE, de 10 de fevereiro de 1999, a Administradora de Serviços do Mercado Atacadista de Energia Elétrica - ASMAE, uma empresa de direito privado.

o Conselho de Administração da CCEE fosse integrado, entre outros, por representantes dos agentes setoriais de cada uma das categorias de Geração, Distribuição e Comercialização.

5.5. Lei nº 10.438 (2002)

No que se refere ao segmento de geração, a evolução da capacidade instalada não conseguiu dar sequência ao crescimento da demanda por energia elétrica no SIN. A falta de investimentos em geração, entre outros, levaram à crise de racionamento em 2001, requerendo medidas urgentes para evitar o corte de carga (Tolmasquim, 2011). Algumas das causas para a falta de investimentos no segmento de geração foram: i) Superestimação do lastro (garantia física) dos contratos iniciais; ii) Ausência de coordenação institucional entre os órgãos setoriais; iii) ausência de um modelo regulatório juridicamente robusto, que estimulasse o investimento privado; iv) falta de planejamento estrutural; e v) restrições ao investimento estatal³⁷ (Tolmasquim, 2011).

O nível dos reservatórios em abril de 2001 - que se encontravam em torno de 32% da capacidade de armazenamento³⁸, a crescente inadimplência do MAE, e a superestimação da garantia física do sistema³⁹ contribuíram para o aumento da gravidade da crise.

Diante da crise, entre as medidas tomadas pelo governo cite-se a publicação da Lei nº 10.438, de 2002. As principais disposições trazidas por essa lei encontram-se a seguir:

- Instituição do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), regulamentado pelo Decreto nº 5.025/2004, cujo objetivo é ampliar a participação de fontes alternativas (eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas) na produção de energia elétrica no país, de modo a expandir a oferta de energia elétrica emergencial;
- Estabeleceu condições para a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), a ser implementada por meio de aplicação às tarifas de fornecimento de energia elétrica, pelo prazo e valor máximos a serem divulgados por concessionária, em ato da ANEEL, visando

³⁷ De acordo com Tolmasquim, as estatais tinham condições de investir, mas não o fizeram por uma questão contábil. *Os investimentos das empresas estatais são contabilizados como despesa de governo. Mesmo que uma estatal tenha um investimento rentável, este não é autorizado porque é considerado uma despesa de governo.*

³⁸ O risco de déficit superava 15%, dez pontos percentuais acima do nível de risco de déficit aceitável, de 5%.

³⁹ Com as garantias físicas superestimadas do sistema, a cobertura contratual para as distribuidoras estavam asseguradas, sem a contrapartida de uma nova contratação de energia, necessária para viabilizar a expansão do sistema.

recuperar o caixa das distribuidoras que tiveram seus consumidores levados a reduzir seu consumo⁴⁰, ficando abaixo das expectativas das distribuidoras em suas expectativas de mercado;

- Criou a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), encargo para financiar o desenvolvimento energético dos Estados e promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, que será melhor detalhado em seguida; e
- Estabeleceu que a ANEEL deverá fixar metas de universalização do uso da energia elétrica, para cada concessionária e permissionária de distribuição.

5.6. Conclusões do Capítulo

Esse Primeiro Ciclo de Reformas do SEB buscou aumentar a eficiência do setor por meio de mecanismos de mercado, implementar a livre comercialização e assegurar os investimentos para a garantir o suprimento de energia elétrica por meio do estabelecimento da concorrência na concessão de serviços públicos. Durante esse processo é possível identificar uma composição de regramentos criados com o objetivo de atrair novos investimentos em geração de energia elétrica.

A Lei das Concessões de Serviços Públicos (Lei nº 8.987, de 1995) estabeleceu como requisito de toda concessão de serviço público a realização de prévia licitação, nos termos da legislação própria e com observância dos princípios da legalidade, moralidade, publicidade, igualdade, do julgamento por critérios objetivos e da vinculação ao instrumento convocatório (edital). A evidência de segurança jurídica veio com a previsão de restauração de equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão quando da criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta vencedora em leilão mediante comprovação de impacto. Cite-se ainda a previsão de revisão das tarifas a fim de manter-se o equilíbrio econômico-financeiro.

Com a instituição do consumidor livre, por meio da Lei nº 9.074, de 1995, foi assegurado aos fornecedores e respectivos consumidores livres acesso aos sistemas de distribuição e transmissão de concessionário e permissionário de serviço público, favorecendo-se a criação de novos negócios no setor elétrico na medida em que separava a construção dos sistemas de transmissão das obras de geração, facilitando a entrada especialmente de geradores.

⁴⁰ A RTE foi aplicada tão-somente às áreas do SIN sujeitas ao Programa Emergencial de Redução do Consumo de Energia Elétrica – PERCEE.

Além do movimento de saneamento da gestão da maioria das concessionárias de distribuição, muitas vezes pela privatização, que permitiu a constituição de um mercado de compra de energia elétrica confiável, destaque-se a desverticalização das concessões de energia elétrica na capitalização do SEB. A separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica cooperou para a livre concorrência na medida em que os preços passaram a ser determinados e cobrados de forma independente, ligados a cada serviço específico e reduziu-se as barreiras causadas pela concentração dessas atividades (poder de mercado).

Com a desverticalização e a criação do PND, programa que visava entre outros, reordenar a posição estratégica do Estado na economia, transferindo à iniciativa privada atividades antes exploradas pelo setor público, a regulação entra na agenda política brasileira como consequência de um processo de desestatização que privilegiou as estratégias de privatização e concessão de serviços públicos.

Na sequência, com a Lei nº 9.427, de 1996, foi criada a ANEEL, órgão regulador com independência e competência técnica, agregando confiança para consolidação da participação do setor privado nas atividades do setor elétrico brasileiro. Admite-se que a presença dessa autarquia foi condição necessária para atrair investimentos privados para o setor elétrico brasileiro.

Por sua vez, a Lei nº 9.648, de 1998, introduziu: i) a geração competitiva, com o valor da energia definido pelo mercado; ii) a transmissão independente - contratada separadamente da energia elétrica - e de livre acesso; iii) a comercialização livre, cujas transações de compra e venda de energia elétrica passaram a ser realizadas no âmbito do MAE; e iv) a expansão do parque como responsabilidade dos agentes. Além disso, foi criado o ONS, a quem foram confiadas as atividades de coordenação e controle da operação da geração e da transmissão de energia elétrica, integrantes do SIN.

A associação entre o livre acesso e a contratação em separado da energia e do uso da rede possibilitou a viabilização da comercialização entre geradores e consumidores livres, diretamente, independente de onde estão conectados, se no sistema de transmissão ou no de distribuição.

Com a instituição de um mercado atacadista de energia, o MAE, buscou-se a modicidade tarifária e a segurança no suprimento de energia. Nesse mercado, a remuneração dos

geradores despachados era pelo preço da unidade despachada mais cara, que corresponde ao custo marginal de curto prazo do sistema, ou preço *spot*.

Na teoria, um dos motivos para utilização do preço *spot* é a produção de sinais econômicos corretos para a expansão da geração, em condições de concorrência perfeita (Schweppe, Caramanis, Tabors, & Bohn, 1988). Ou seja, se o sistema é dimensionado de forma otimizada, a remuneração esperada no mercado *spot* iguala-se à soma dos custos de investimento com as despesas operacionais dos geradores (Barroso, Flach, & Bezerra, 2012).

Com base nesse aspecto conceitual, o preço *spot* funcionou como indicador para decisões de investimento, na medida em que o mesmo forneceria o sinal econômico correto para o ingresso de nova geração: a escassez de oferta levaria ao aumento nos preços de equilíbrio e, por sua vez, a uma elevação na remuneração líquida dos equipamentos de geração. Com o aumento da remuneração, a rentabilidade de novos reforços é elevada, atraindo novos investidores. Com a entrada de novos investidores, o aumento da oferta reduziria os preços e a rentabilidade até que seja atingido novo equilíbrio (Barroso, Flach, & Bezerra, 2012).

No caso brasileiro, ainda há desafios a serem superados na definição do preço *spot* de modo que este sinalize corretamente a expansão da oferta de energia elétrica bem como as decisões e percepções de risco de abastecimento na visão dos responsáveis pela política energética nacional, dado sua elevada volatilidade. Um passo já tomado foi a edição da resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, que será discutida no capítulo 9.

No que se refere aos consumidores cativos, sujeitos ao repasse dos custos de aquisição de energia das distribuidoras, a agência reguladora deve assegurar a eficiência na contratação de energia para seu atendimento, de modo que sejam limitados os repasses do custo da compra de energia elétrica, bilateralmente negociada, para as tarifas de fornecimento aplicáveis aos consumidores cativos. No Brasil a primeira decisão tomada a esse respeito veio por meio da Lei nº 9.648, que, com a implantação do Valor Normativo (VN) por meio da Resolução ANEEL nº 266, de 1998, estabeleceu limites para o cálculo do repasse, no qual o Valor Normativo é o custo de referência para cotejamento entre o preço de compra e o preço a ser repassado às tarifas.

Dentro dessa estrutura, a expansão da capacidade era baseada fortemente nos sinais de preços de mercado. Os consumidores deveriam estar 85%⁴¹ contratados de modo a criar um mercado

⁴¹ Com base nas recomendações advindas do Projeto RE-SEB, a ANEEL estabeleceu, por meio da Resolução nº 249, de 11 de agosto de 1998, o índice mínimo de cobertura de 85% para o montante de energia comercializado

de contratos aos geradores e, com isso, incentivar a expansão da oferta. Ou seja, a expansão da geração seria um resultado de dois sinais de mercado: o preço *spot* e a obrigação de contratação por parte da demanda.

Com a implantação desses mecanismos de mercado, foi iniciado o processo de privatização das concessionárias públicas e de desenvolvimento do mercado livre de energia, possibilitando a livre escolha pelo consumidor de seu agente supridor.

Após essa primeira fase de reformas, verificaram-se algumas mudanças positivas, tais como o ganho de eficiência com as concessionárias privadas, o preço *spot* aplicado aos consumidores livres como referência de preços de mercado e a transparência apresentada pelas agências reguladoras independentes, que proporcionaram segurança e confiança por parte dos investidores.

No entanto, foram identificados desafios a serem superados com relação à segurança no suprimento, evidenciados quando da crise no racionamento de energia no ano de 2001.

Após a crise de suprimento, foi instalado comitê⁴² para investigar os erros praticados no primeiro processo de reformas. Uma das razões para a crise que ficou evidente foi a *fragilidade do sinal econômico do mercado spot como indutor de investimentos na expansão da oferta. Foi observado que o preço de curto prazo é demasiado volátil para indicar e estimular corretamente a entrada de nova capacidade* (Barroso, Flach, & Bezerra, 2012). Especialmente para o caso brasileiro, em que prevalece a geração hidráulica, em condições de hidrológicas favoráveis, os preços podem manter-se baixos durante meses, ainda que na realidade corre-se o risco de haver insuficiência de energia. O mesmo ocorre em períodos de estiagem, quando os preços podem alcançar valores elevados, ainda que haja sobra estrutural de energia.

Dito de outra forma, *as oscilações nos preços devido à hidrologia podem ser muito maiores do que a variação nos mesmos devido a um desequilíbrio estrutural entre oferta e demanda, de modo que o ruído da hidrologia oculta o sinal estrutural de defasagem entre oferta e demanda, prejudicando seriamente a eficiência do mercado de curto prazo como indicador de novos investimentos* (Barroso, Flach, & Bezerra, 2012).

pelos agentes participantes do MAE, com consumidores finais, devendo estar coberto por energia assegurada de usinas próprias ou por contratos de compra de energia, cuja duração seja no mínimo de dois anos.

⁴² Comitê de Revitalização do Modelo do Setor Elétrico, criado pela Resolução da GCE nº 18, de 22 de junho de 2001.

Também se observou com a experiência brasileira e de outros países da América Latina que, *em sistemas hidrelétricos, o preço spot da energia aumenta substancialmente apenas quando se está muito próximo a uma crise de energia, de modo que não há mais tempo para realização de investimentos* (Barroso, Flach, & Bezerra, 2012). Essas dificuldades inibem a viabilização do *Project finance*⁴³ para novos projetos por instituições financeiras, o que acaba por reduzir o ingresso de novos empreendimentos.

Outro desafio identificado à época está relacionado ao cálculo do limite máximo no repasse do preço da energia para os consumidores cativos. No Brasil, o VN foi estimado como o custo marginal de longo prazo, calculado para o Ambiente de Mercado instalado à época⁴⁴, e publicados por meio de resoluções da ANEEL. Nesse cálculo, o preço da energia era definido pelas ações dos agentes de mercado, revelado *ex-post*, não se tratando de um parâmetro de entrada no processo. Em decorrência dessa frágil definição nos preços de repasse, restringiu-se a expansão da oferta que acreditou não ser suficiente para viabilizar novos contratos, uma vez que as distribuidoras não poderiam repassar a totalidade dos preços contratados aos consumidores finais devido ao limite de repasse (Barroso, Flach, & Bezerra, 2012).

Além disso, inicialmente, o VN era o mesmo para qualquer empreendimento da mesma fonte, independentemente de sua localização, não representando as características de cada caso.

⁴³ Modalidade de financiamento em que o fluxo de caixa do projeto é o único garantidor do pagamento do empréstimo concedido.

⁴⁴ Esse valor é determinado pelos custos de investimento e de operação necessários para atender um aumento incremental de demanda em países onde há um ambiente de planejamento centralizado.

6. O SEGUNDO CICLO DE REFORMAS

Diante dos desafios apontados verificou-se a necessidade de uma nova fase de reformas no marco regulatório do setor elétrico, logo após a crise de abastecimento no ano de 2001, de modo a estimular a entrada de capacidade e a manter o suprimento de eletricidade em um nível confiável. Esses acertos, consolidados a partir de 2004, com a edição das Leis n^{os} 10.847 e 10.848, do mesmo ano, tinham como objetivos manter os pontos de sucesso da primeira reforma do setor e proceder com uma série de ajustes identificados.

Com o propósito de redefinir caminhos, a regulação passou a considerar as especificidades únicas do setor elétrico nacional, em vez de incorporar modelos de países de base térmica, como no passado. O novo governo, eleito em 2002, estabeleceu três objetivos básicos para as políticas que seriam delineadas para o Setor Elétrico Brasileiro (SEB): (i) as soluções apresentadas deveriam garantir a segurança energética do país, afastando o temor de novo racionamento; (ii) os consumidores deveriam ser protegidos via modicidade tarifária; e (iii) a inserção social por meio da universalização do acesso ao serviço de energia elétrica, visando ao alcance de mais de 10 milhões de cidadãos até então desatendidos.

As reformas implementadas a partir de 2003, e que foram chamadas de “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”, foram descritas pela então Ministra de Minas e Energia, atual presidente do Brasil, Dilma Rousseff, como sendo muitas e profundas, em que se destacam:

- A efetivação da separação entre as atividades de distribuição, geração e transmissão, garantindo maior transparência na fixação da tarifa para o consumidor.
- O estabelecimento da competição de fato na geração de energia, com a separação das licitações de usinas já existentes, o que facilitou o acesso ao crédito e financiamento de longo prazo para os novos empreendimentos. Isso se traduziu em certeza muito maior na execução dos cronogramas das obras, reduzindo a sensação de risco por parte do investidor.
- A formação de referências de preços, perdidas desde o final dos anos 1980 mas fundamental para o funcionamento de qualquer mercado, permitidas pela realização de leilões de expansão da oferta. Foram introduzidos nesses leilões mecanismos de garantias contratuais para minimizar os riscos de inadimplência, o que conferiu maior robustez ao mercado de energia e contribuiu, também, para a modicidade tarifária.

- O monitoramento permanente do setor, de forma que se tomem medidas preventivas contra eventuais desequilíbrios entre oferta e demanda de energia, por meio da criação do CMSE, que acompanha as condições de atendimento e determina providências para evitar novos racionamentos.
- A criação da EPE, que cuida do planejamento e contribui para viabilizar a competição. Com o CMSE e a EPE, o Estado foi dotado de instrumentos para garantir o efetivo funcionamento do mercado, respeitadas as características do setor elétrico brasileiro. Essas instituições surgiram no sentido de restabelecer as prerrogativas do Estado de planejar soluções estratégicas de longo prazo, estimular o pleno funcionamento do mercado e observar os direitos dos cidadãos que consomem ou têm direito de consumir energia.
- Foram definidos os papéis, limites e responsabilidades dos agentes setoriais, em especial do MME, da ANEEL, do ONS e da CCEE.

6.1. Lei nº 10.847 (2004)

A Lei nº 10.847, de 2004, criou um órgão auxiliar ao poder concedente, a Empresa de Pesquisa Energética, com o propósito de fornecer a necessária competência para que o governo pudesse enfrentar o desafio de planejar e ofertar oportunidades de investimentos no setor elétrico brasileiro. É com esse objetivo que essa empresa conduz os estudos necessários para oferecer ao MME planos de médio e longo prazo para que as outorgas de concessão de geração e transmissão estejam compatíveis com as projeções de demanda e com as políticas de diversificação de fontes e de regiões da matriz energética nacional.

A EPE tem por finalidade, conforme a referida lei, prestar serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético, tais como energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados, carvão mineral, fontes energéticas renováveis e eficiência energética, dentre outras.

Entre as competências da EPE, estabelecidas pela referida lei, destacam-se:

- realizar estudos e projeções da matriz energética brasileira;
- identificar e quantificar os potenciais de recursos energéticos;

- obter a licença prévia ambiental e a declaração de disponibilidade hídrica necessárias às licitações envolvendo empreendimentos de geração hidrelétrica e de transmissão de energia elétrica, selecionados pela EPE; e
- elaborar estudos necessários para o desenvolvimento dos planos de expansão da geração e transmissão de energia elétrica de curto, médio e longo prazos.

Destaque-se a obtenção do licenciamento prévio necessário à licitação de empreendimentos hidrelétricos, deixando de ser de responsabilidade do outorgado que, após comprometer-se com a construção de determinada usina, no modelo anterior, teria que superar todos os riscos de atrasar as obras em decorrência de inviabilidade ambiental ou de eventos inesperados com o referido empreendimento. Com a instituição do Novo Modelo, os novos empreendimentos hidrelétricos somente são colocados à licitação para exploração mediante outorga quando obtido licenciamento prévio ambiental, por encargo do Poder Concedente.

É de competência da EPE também calcular o custo marginal de referência (CMR) que será aprovado pelo MME e constará dos leilões de compra de energia previstos na Lei nº 10.848, de 2004. Esse tema será melhor desenvolvido no capítulo 8.

6.2. Lei nº 10.848 (2004)

A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, marca, com destaque, o que é chamado de Novo Modelo do Setor Elétrico. No que concerne ao tema participação do capital privado, a lei basicamente alterou a redação das leis que a antecederam.

Após realização de vários debates e da criação de grupos de trabalho, as proposições de mudanças que originariam o Modelo atual do setor elétrico foram encaminhadas via Medidas Provisórias, evitando assim a necessidade de alterações na Constituição Federal ou demorados trâmites de Lei Complementar (Tolmasquim, 2011). Assim, foram editadas as MPs 144 e 145, ambas de 2003, que foram convertidas nas leis n^{os} 10.848 e 10.847, respectivamente, ambas de 2004.

Convertidas as MPs em leis, o Poder Executivo concentrou sua atuação no plano normativo, disciplinando assuntos de relevância para o desenvolvimento e a consolidação do modelo recentemente proposto. Em especial citam-se os seguintes atos normativos (Tolmasquim, 2011):

- Decreto nº 5.081, de 2004, que regulamenta a atuação do ONS;
- Decreto nº 5.163, de 2004, que regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, entre outros;
- Decreto nº 5.177, de 2004, que dispõe sobre atribuições, organização e funcionamento da CCEE;
- Decreto nº 5.148, de 2004, que aprova o estatuto da EPE; e
- Decreto nº 5.195, de 2004, que instituiu o CMSE.

Em especial, a Lei nº 10.848 alterou a Lei nº 9.427, de 1996, estabelecendo de forma explícita a competência do Poder Concedente de *definir as diretrizes para os procedimentos licitatórios e promover as licitações destinadas à contratação de concessionários de serviço público para produção, transmissão e distribuição de energia elétrica e para a outorga de concessão para aproveitamento de potenciais hidráulicos*. No que concerne à realização dos leilões, o Decreto nº 5.163, de 2004, que regulamentou a Lei nº 10.848, estabeleceu que “[A] ANEEL promoverá, direta ou indiretamente, licitação na modalidade de leilão, para a contratação de energia elétrica pelos agentes de distribuição do SIN, observando as diretrizes fixadas pelo Ministério de Minas e Energia, que contemplarão os montantes por modalidade contratual de energia a serem licitados”. Dada relevância desse tema, reservou-se todo o capítulo 7 para sua abordagem.

Uma das principais alterações promovidas pela Lei nº 10.848, de 2004, foi a substituição do critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração de energia elétrica.

Antes da citada lei, o critério para definição do vencedor dos leilões para obtenção de outorga de geração era a oferta de maior valor a ser pago à União pelo Uso do Bem Público – UBP⁴⁵, nos termos do inciso II, art. 15, Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. O Poder Concedente fixava, então, valor mínimo pelo UBP e os licitantes ofereciam seus lances, sendo que quem ofertasse o maior valor era considerado o vencedor do certame. O ágio era apropriado pelo Poder Concedente.

Como esses montantes pagos pelo UBP acabaram forçando o aumento dos preços de venda da energia, contribuindo com o aumento da inflação, esse modelo de contratação acabou dando

⁴⁵ Conforme apresentado no item 5.4, nesses casos a venda de energia dava-se de forma livre, via contratos bilaterais, permitida, inclusive, a negociação direta com empresas distribuidoras do mesmo grupo empresarial (*self-dealing*).

lugar ao proposto pela Lei nº 10.848, que alterou substancialmente as regras de comercialização de energia elétrica. Optou-se por um modelo concorrencial regulado, afastando-se as distribuidoras da exposição ao ambiente de livre competição, que vigorava no modelo anterior.

A partir de então, a licitação para outorga de concessão de uso do bem público passou a adotar o critério de menor preço ofertado no ACR. O Poder Concedente passou a fixar o valor de UBP de referência e o licitante que oferecer a energia elétrica a ser gerada pela exploração daquele potencial hidráulico no ACR ao menor preço é o vencedor do certame. Neste caso, o concessionário já sai com dois contratos: o Contrato de Concessão de Uso do Bem Público e o Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR).

A lei previu ainda a possibilidade daqueles empreendimentos já licitados pelo critério de maior pagamento pelo UBP comercializarem energia nas mesmas condições daqueles originalmente caracterizados como “novos empreendimentos de geração”. Foram as chamadas usinas “*botox*”. Para isso, os participantes deveriam informar a parcela da energia do empreendimento que seria destinada ao ACR e o preço de lance, em R\$ por MWh, dado um UBP de referência.

Desse modo, considerando o passivo de usinas com obras atrasadas ou mesmo não iniciadas, o objetivo da lei foi flexibilizar as regras de modo a viabilizar a construção das usinas antigas, por meio de contratos de longo prazo com o consumidor cativo.

Além disso, o Novo Modelo instituiu dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o ACR, para geradoras e distribuidoras, e o ACL, do qual participam geradoras, comercializadoras, importadores, exportadores e consumidores livres.

Desse modo, ao estabelecer que a contratação de energia elétrica pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica se dê no ACR, necessariamente através de leilões, o *self-dealing* passou a ser vedado. Isso porque, embora esse instrumento tenha sido concebido para estimular a expansão do parque gerador e a diversificação da matriz energética nacionais, posteriormente, na prática, na avaliação do Poder Concedente, a forma de implementação de tais instrumentos foi considerada insatisfatória aos propósitos para os quais foram criados, apresentando uma série de distorções (Lustosa, 2006).

Outra medida que ganhou destaque com a inserção do Novo Modelo foi a obrigação estabelecida aos agentes distribuidores, que passaram a ter que atender cem por cento de seus mercados de energia e potência por intermédio de contratos registrados na CCEE. Já com

relação aos agentes vendedores, estes tiveram que passar a apresentar lastro para a venda de energia e potência para garantir cem por cento de seus contratos.

Para tanto, o Decreto nº 5.163, que regulamentou a lei de que trata esse subtítulo, estabeleceu que o referido lastro para a venda será constituído pela garantia física proporcionada por empreendimento de geração próprio ou de terceiros, neste caso, mediante contratos de compra de energia ou de potência. Na sequência, o Decreto define como garantia física de energia e potência de um empreendimento de geração, a ser definida pelo Ministério de Minas e Energia e constante do contrato de concessão ou ato de autorização, a quantidade máxima de energia e potência elétricas associadas ao empreendimento, incluindo importação, que poderão ser utilizadas para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos.

Essa grandeza pode ser entendida como uma parcela da energia garantida⁴⁶ do sistema alocada para uma central geradora. Devido à metodologia de cálculo adotada, a garantia física é um parâmetro dinâmico independente da geração real da usina e dependente da configuração do sistema no qual a usina está inserida e dos critérios de suprimentos adotados.

Apesar da dinamicidade envolvida no cálculo da garantia física para cada empreendimento, considerando que tal definição é dada por parte do Poder Concedente previamente aos leilões, de modo que cada empreendedor candidato a comercializar energia nos leilões para compra e venda de energia tem acesso a esse montante em data também anterior a do certame, a regulamentação vigente prevê mecanismos de proteção para esses montantes, de modo a agregar segurança ao processo de comercialização de energia elétrica.

Por se tratar de um parâmetro que impacta diretamente no fluxo de caixa dos empreendimentos de geração, uma vez publicado um montante de garantia física para um dado empreendimento, esse valor somente é alterado em circunstâncias especiais definidas em regulamentos específicos.

Conforme estabelecido pelo Decreto nº 2.655, de 1998, as revisões de garantia física não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão,

⁴⁶ A garantia física pode ser considerada como certificado de energia garantida atribuída a um dado empreendimento. Desse modo, refere-se a um parâmetro calculado em um momento passado e em uma configuração hidrotérmica diferente da atual. Energia garantida, por sua vez, pode ser definida como a real contribuição energética desse empreendimento no presente, considerando a atual configuração hidrotérmica.

limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.

Tal procedimento decorre da necessidade de criar um ambiente seguro aos investidores privados. Por outro lado, caso a evolução da configuração do parque gerador implique na redução da garantia física dos empreendimentos existentes, esse montante faltante deve ser recomposto de forma a manter a segurança energética e a economicidade da operação. Isso ocorre mediante realização de leilões de reserva, conforme será abordado no capítulo 7.

Em síntese, o Modelo então emergente representou aperfeiçoamento no setor elétrico notadamente nos seguintes aspectos (Tolmasquim, 2011):

- Na comercialização de energia elétrica, foram criados os Ambientes de Contratação Livre e Regulado;
- Na composição institucional, com a criação da EPE e da CCEE;
- Retomada do planejamento setorial, a partir da contratação regulada por meio da realização de leilões (subsidiados por estudos produzidos pela EPE, quando se tratar de leilões para contratação de energia nova);
- Retomada dos programas de universalização; e
- Segurança jurídica e estabilidade regulatória, premissa para atrair investimentos, reduzir riscos e expandir o mercado.

6.3. Conclusões do Capítulo

Diante do exposto no capítulo 5 e no decorrer deste capítulo, algumas das conclusões que puderam ser obtidas durante as reformas setoriais do SEB são as que seguem:

- O reconhecimento de que o ponto essencial que permeia a introdução de novos investimentos, para o caso brasileiro, não é o preço *spot*, definido quando a usina já está pronta, mas a contratação da energia por ela produzida. Ou seja, a competição reside no mercado de contratos, realizado antes do projeto ser construído. A competição “no mercado” deu lugar a concorrência “pelo mercado”;
- Necessidade de cobertura dos contratos financeiros por capacidade física de geração, a fim de garantir a segurança do suprimento de energia elétrica;

- Introdução de mecanismos de eficiência na contratação de energia pelas distribuidoras, cujos custos serão repassados aos consumidores finais.

Para alcançar esses objetivos, foram implantadas duas regras principais durante o chamado Novo Modelo, quais sejam:

a) Necessidade de contratação para atendimento de 100% da carga por parte dos consumidores cativos (contratada pela distribuidora) e livres. Concomitantemente, os geradores e comercializadores que venderem essa energia devem lastrear esses contratos, seja por geração própria (garantia física) ou por contratos comercializados no mercado, de modo que haja lastro físico de geração capaz de produzir o montante de energia total contratada, minimizando os riscos de desabastecimento.

b) Para suprimento de suas cargas por parte das distribuidoras, estas devem participar obrigatoriamente de leilões públicos para contratação de energia. Por sua vez, as empresas geradoras vencedoras nos referidos leilões poderão utilizar esses contratos de venda de energia para garantia de financiamento junto a entidades financeiras que, devido à redução do grau de riscos dada a garantia do fluxo de caixa das vencedoras, tenderão a oferecer produtos com taxas mais atrativas.

Com a primeira regra, buscou-se a suficiência na geração de modo a garantir que para cada MWh consumido no país exista um contrato de compra de energia e que estes sejam lastreados por uma geração física, adicionando segurança no suprimento. Além disso, com o requisito de 100% do atendimento por parte dos consumidores por meio de lastro físico, criou-se uma ligação entre crescimento de demanda e entrada de novos projetos, o que incentiva a expansão da oferta.

E com a segunda regra, buscou-se a eficiência na contratação de energia e a transparência na definição de seu preço de repasse ao consumidor final na medida em que os leilões são realizados com base nas previsões de demanda por parte das distribuidoras para os cinco ou três anos seguintes, podendo repassar o excedente limitado a 3% de sua carga. Com isso, pôs-se fim à livre contratação por parte de distribuidoras.

Ou seja, as distribuidoras têm a obrigação de contratar 100% de sua demanda, sob pena de pagamento de multa caso não o façam, e caso estejam sobrecontratadas, poderão repassar o valor referente a esse ônus ao consumidor, limitado a 3% de sua carga, conforme art. 38 do Decreto nº 5.163, de 2004, de modo a garantir o suprimento total da população. Mais recentemente, esse limite de repasse da sobrecontratação foi ampliado para 5% pelo Decreto

nº 7.945, de 2013, visando adequar as condições regulatórias para gerenciamento do volume de compra de energia pelas distribuidoras, substancialmente alteradas pela MP 579, de 2012.

Com a composição dessas regras buscou-se assegurar a confiabilidade do suprimento. Dito de outra forma, o requisito de cobertura por garantia física assegura que a capacidade construída seja adequada para cobrir esse crescimento de carga, e o requisito de cobertura do contrato torna o crescimento da carga o motivador para a expansão da oferta sem, no entanto, permitir que as distribuidoras repassem aos consumidores, via tarifa, crescimentos de carga e despesas não condizentes com a realidade.

As redefinições de rumo e o estabelecimento de marco regulatório claro provocaram estabilidade e condições propícias para o investimento. A partir do novo arranjo institucional, as obras paralisadas saíram do papel, houve recuperação do investimento na expansão da oferta e reduziu-se a incerteza na execução dos projetos.

Para se ter uma ideia, em dezembro de 2005 existiam 33 usinas hidrelétricas com cronograma atrasado, sendo que destas, 23 obras ainda não haviam sido sequer iniciadas e 2 estavam paralisadas. Trata-se de obras licitadas sob a égide do modelo instituído pela Lei nº 9.648, de 1998, durante o Primeiro Ciclo de Reformas do Setor.

As mudanças criaram paradigmas, mas foram implantadas com observância dos contratos então vigentes, o que proporcionou um sinal claro de estabilidade no ordenamento jurídico. Mesmo nos casos em que era evidente a vantagem de migrar do ordenamento anterior para o novo modelo, ofereceu-se ao investidor a opção de manter, se assim o desejasse, todos os direitos que seu contrato lhe assegurava.

Essas inserções e alterações foram introduzidas pelas mais conhecidas leis no Novo Modelo: Lei nºs 10.848 e 10.847, de março de 2004, e por toda a regulamentação que as acompanhou, conforme citado.

A figura 6.1 apresenta algumas das mudanças promovidas durante o Segundo Ciclo de Reformas do SEB, que agregaram em regras mais seguras e estáveis, incentivando de modo mais eficaz o investimento privado no setor elétrico.

Figura 6.1: Mudanças trazidas pelo Novo Modelo

Fonte: CCEE

Aspectos Regulatórios	Legislação Anterior	Legislação Atual
Formação do Preço	Valor Normativo e preço teto de energia não estava em lei,mas em Resoluções da ANEEL	Definida em lei e ocorre por meio de licitação pública por menor tarifa.O Decreto detalha as regras de operacionalização
Contratação Obrigatória	Obrigatoriedade de contratar 85% e depois 95% do mercado estabelecido em Resoluções ANEEL	Obrigatoriedade de contratar 100% do mercado estabelecido em Lei e detalhada em Decreto
Obrigatoriedade de Lastro e Penalidades pelo descumprimento	Estabelecidas em Resoluções ANEEL	Estabelecidas em Lei e detalhadas em Decreto
Repasse Tarifário	Leis com comandos genéricos,sem definir diretrizes claras. Condições de repasse em Resoluções da ANEEL e no Contrato de Concessão	Estabelecidas em Lei e detalhadas em Decreto
Planejamento	Não existia qualquer previsão legal	Instituído por Lei e detalhado no Decreto,criada a EPE

7. OS LEILÕES PARA CONTRATAÇÃO DE GARANTIA FÍSICA

Conforme tratado no capítulo 6, com o advento do Novo Modelo do Setor estabelecido pela Lei nº 10.848, de 2004, e regulamentado pelo Decreto nº 5.163, de 2004, foi definida uma nova sistemática de compra e venda de energia entre geradores e consumidores através de leilões de energia. Além dos procedimentos a serem seguidos nos leilões para contratação de energia pelos distribuidores, o Novo Modelo estabeleceu o princípio da modicidade tarifária e a segurança de suprimento como metas centrais a serem perseguidas.

No ACR as distribuidoras deverão atender seus mercados, na forma como estabelece o Decreto nº 5.163, de 2004, prioritariamente por meio de contratação em leilões regulados de energia (proveniente de empreendimentos de geração existentes, inclusive os de ajustes, e de novos empreendimentos de geração), mas também por meio de energia elétrica: i) contratada até 16 de março de 2004; ii) proveniente de geração distribuída; iii) proveniente de usinas que produzam energia elétrica a partir de fontes eólicas, PCHs e biomassa, contratadas na primeira etapa do PROINFA; iv) proveniente de Itaipu Binacional; v) proveniente das usinas nucleares Angra I e II; e v) proveniente de cotas de garantia física de energia e de potência definidas para as usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da Medida Provisória nº 579, de 2012.

O MME estabelece as diretrizes para realização dos leilões, cuja realização é geralmente delegada à ANEEL, operacionalizados pela CCEE. O preço teto do MWh a ser ofertado é informado pelo MME à ANEEL, previamente a cada leilão, de acordo com a fonte de energia: térmica, hídrica ou outras fontes. Vence o leilão aquele que oferece o menos preço sendo que os valores máximos devem ser iguais ou inferiores ao preço teto.

Os leilões dividem-se em duas modalidades principais: energia existente e energia nova.

Os leilões de energia existente visam a recontração da energia dos contratos vincendos. Eles ocorrem basicamente com periodicidade anual e prazo dos CCEARs de três a quinze anos. Com a edição da MP 579/2012, convertida na Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, esse prazo dos CCEARs foi alterado, podendo ser de um a quinze anos. Isso porque, com a alta dos preços no mercado de curto prazo, influenciados pelo período hidrológico negativo, o MME decidiu reduzir o prazo dos CCEARs para não contaminar o mercado regulado com a conjuntura desfavorável.

Já os leilões para contratação de energia nova visam atrair investimentos em novos empreendimentos de geração, cujos investidores utilizarão desses contratos de longo prazo celebrados com as distribuidoras, os CCEARs, como garantia de recebíveis para aprovação de financiamento para realização das obras do empreendimento. Para esses contratos o prazo mínimo é de quinze anos, podendo alcançar 30 anos, conforme Decreto 5.163, de 2004.

Considerando que cada fonte de geração de energia elétrica tem suas particularidades na execução das obras, são realizados anualmente leilões para entrega da energia no terceiro ano (A-3) e no quinto ano (A-5) após a realização dos mesmos.

As razões para separar os leilões para contratação de energia nova e existente foram: i) possibilitar a definição de preços diferenciados para empreendimentos novos, com relação àqueles cuja parcela significativa dos investimentos já encontra-se amortizada; e ii) promover maior flexibilidade para as distribuidoras, considerando que a energia nova precisa de contratos de maior duração para facilitar o *project finance*, o que não é necessário para projetos já construídos. Já os leilões para contratação de energia existente permitem a comercialização de contratos com menor duração de modo a oferecer à distribuidora um portfólio diversificado de contratos com durações distintas, que se adapta melhor à incerteza de demanda.

7.1. Leilões Regulados para Contratação de Energia Nova (LEN)

O leilão para contratação de energia nova é realizado para promover exclusivamente a construção de nova capacidade para cobertura da previsão de crescimento de mercado das distribuidoras. Nesses leilões, contratos de longo prazo são oferecidos a potenciais investidores em nova geração. O empreendedor que lograr oferecer o menor preço de fornecimento de energia recebe simultaneamente um contrato de compra e venda de energia e a licença prévia ambiental do empreendimento (nos caso de novas UHEs). O contrato de compra e venda de energia (CCEAR), de até 30 anos, prazo adequado para a obtenção de financiamento e para garantir o retorno do investimento, terá como preço o valor resultante do lance final do empreendedor, que o fez vencedor da licitação. A cada ano são realizados dois tipos de leilão de energia nova:

- Leilão A-5. Como resultado desse leilão, são oferecidos contratos bilaterais com início de vigência a partir do quinto ano após a realização do leilão e com duração de 15 a 30

anos⁴⁷. Os contratos de longo prazo permitem o investidor vencedor da licitação obter o financiamento para o projeto com tempo hábil para construir a usina. O prazo de 5 anos corrobora com a intenção de contratação de usinas hidrelétricas, prazo médio para entrada em operação comercial dessas usinas, considerando que elas já são licitadas após obtenção de licenciamento ambiental prévio. Ou seja, com a certeza de recebíveis e com a licença prévia, a redução do risco do investidor possibilita a redução nos custos da nova capacidade e, por conseguinte, nos preços de venda do leilão.

- Leilão A-3. Por meio desses leilões, também são celebrados CCEARs com prazo entre 15 e 30 anos. No entanto, as usinas devem entrar em operação no prazo de 3 anos. A ideia é que este leilão complemente o leilão A-5 realizado 2 anos antes, já que na data da sua realização é possível estimar com maior precisão o crescimento da demanda.

O principal motivo para a realização desses dois tipos de leilão para contratação de energia nova é o reconhecimento do benefício do menor período de construção de algumas tecnologias, tais como pequenas centrais hidrelétricas – PCHs ou termelétricas, por permitir ajustar a necessidade de compra por parte das distribuidoras ao aumento de demanda previsto, ainda que sua energia tenha maiores custos.

Como vendedores, poderão participar empreendedores devidamente habilitados empresarialmente pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que concorrerão para obtenção de outorga de concessão de usina.

É possível e comum a interferência do governo, por meio do MME, na definição de parâmetros que definam as fontes de geração de energia que serão ofertadas tanto nos leilões A-5 quanto nos A-3.

Por outro lado, a fim de restringir a contratação das distribuidoras nos leilões A-3, que a princípio tenderiam a resultar em preços de energia mais elevados, foi estabelecido por meio do Decreto nº 5.163 que, para a energia contratada nesses leilões que exceder 2% da carga verificada no ano A-5, o repasse às tarifas reguladas dos consumidores seria limitado pelo menor preço da energia contratada nos leilões, ou seja, o menor valor entre os preços médios da energia contratada nos leilões A-3 e A-5.

Posteriormente, com a edição do Decreto nº 7.521, de 2011, permitiu-se também o repasse integral da compra que exceder a declaração de necessidade para esses leilões A-3. Isso

⁴⁷ Usualmente são celebrados CCEARS com prazo de 30 anos para contratação de energia proveniente de fontes hidroelétricas e de 15 anos para aquelas termelétricas.

porque a contratação integral da usina mais cara (usina marginal do Leilão) pelas distribuidoras - para atendimento à norma de cobertura total da carga - acaba gerando sobrecontratação, que deve ser repassada à tarifa do consumidor para não prejudicar a concessionária.

Uma consequência essencial do modelo desenhado para esses leilões de energia nova é que a entrada de nova capacidade ao sistema será resultado do empenho das distribuidoras em contratar energia nesses leilões. Considerando que o mercado regulado representa mais de 70% do consumo total de energia, os resultados desses leilões de energia nova acabam por guiar a expansão da capacidade de suprimento do país.

Uma síntese do processo de realização dos leilões de energia nova encontra-se apresentada na figura 7.1 abaixo.



Figura 7.1: Processo de realização dos leilões de energia nova – LEN

Fonte: CCEE

A legislação prevê ainda a realização de leilões especiais para contratação de energia nova dentro do Ambiente de Contratação Regulado, são os Leilões de Projeto Estruturante e os Leilões de Fontes Alternativas (LFA).

Os leilões de Projeto Estruturante são realizados diretamente pela ANEEL para compra de energia proveniente de projetos de geração de caráter estratégico e de interesse público, que asseguram a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico, bem como garantem o atendimento à demanda nacional de energia elétrica, considerando o planejamento de longo, médio e curto prazos.

Para que sejam licitados como projeto estruturante, o CNPE deve tornar pública resolução indicando o aproveitamento hidrelétrico como projeto de geração com prioridade de licitação e implantação, na forma prevista no inciso VI do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, com redação dada pela lei n. 10.848, de 2004.

Foram leiloados, até o momento, os seguintes projetos estruturantes: UHE Santo Antônio (Resolução CNPE nº4 de 2007), UHE Jirau (Resolução CNPE nº1 de 2008), e UHE Belo Monte (Resolução CNPE nº5 de 2009).

Com relação aos leilões de fontes alternativas, estes serão abordados no item 7.3.

7.2. Leilões Regulados para Contratação de Energia Existente (LEE)

Para complementar os contratos de energia nova e, assim, cobrir 100% da carga das distribuidoras, são realizados anualmente os leilões de energia existente. Seu objetivo, como já foi dito aqui, é recontratar a energia existente que, por tratar-se de usinas já em operação comercial, não requerem financiamento de novos investimentos, mas somente o pagamento pela operação e manutenção, bem como pela amortização da parcela remanescente do investimento realizado para construção do empreendimento, quando houver.

Para esses leilões, a entrega da energia inicia-se a partir do ano seguinte à realização do leilão e, por esta razão, este leilão é chamado de A-1⁴⁸.

Os contratos de energia existente têm ainda outras características especiais. A quantidade de energia contratada pode ser reduzida a qualquer momento em caso de redução da carga da distribuidora em razão da migração de consumidores cativos para o mercado livre. Além disso, a quantidade de energia contratada nesses leilões pode ser reduzida em até 4% a cada ano para adaptar as projeções de demanda.

⁴⁸ Excepcionalmente para o ano de 2013, a Lei nº 12.783, de 2013, permitiu a realização de leilão de energia existente com entrega para o mesmo ano. Foi o chamado leilão A-0.

7.3. Leilões de Fontes Alternativas (LFA)

O Brasil possui uma vocação natural para a utilização de fontes renováveis na geração de energia elétrica. A abundância de recursos hídricos, a extensão continental do país com amplas áreas férteis e a existência de uma linha costeira de aproximadamente 7.400 km de extensão com intensas correntes de vento, favorecem a utilização de usinas hidroelétricas, de biomassa e eólicas, respectivamente.

No entanto, até a introdução do mecanismo de leilões no contexto do modelo atual do setor elétrico, a utilização de fontes renováveis para geração de energia elétrica restringia-se basicamente à geração hidroelétrica, com destaque para grandes empreendimentos, cuja maioria foi construída por empresas estatais em um ambiente de ausência de competição e de incentivos de mercado.

Com a realização de leilões específicos para empreendimentos provenientes de fontes alternativas no país, permitiram-se mudanças na configuração de sua matriz elétrica, conferindo alternativa a ser considerada na tentativa de conciliar instrumentos de mercado, modicidade tarifária e incentivo a geração por meio de fontes renováveis.

O LFAs são realizados exclusivamente para fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, e foram criados com o objetivo de incentivar a diversificação da matriz de energia elétrica, introduzindo fontes renováveis e ampliando a participação de energia eólica e da bioeletricidade.

Os leilões de Fontes Alternativas são geralmente destinados a novos empreendimentos de fontes alternativas de energia, ou seja, é um certame específico para empreendimentos de fontes renováveis. De modo geral enquadram-se como fontes alternativas os projetos de biomassa, centrais eólicas e PCHs. Os projetos hidroelétricos de maior porte não são enquadrados nesta categoria devido ao impacto ambiental que representam dado as barragens construídas e a área inundada.

Os incentivos às fontes alternativas são percebíveis notadamente em duas situações: i) quando na habilitação técnica de empreendimentos são dados limites de Custo Variável Unitário⁴⁹ (CVU); e ii) na criação de certames exclusivos para essas fontes.

⁴⁹ Ainda que em leilões não exclusivos para essas usinas, ao estabelecer limite de CVU para as usinas participantes do certame, está-se incentivando as fontes alternativas, cujo custo com combustível geralmente é muito baixo ou mesmo nulo.

Foram realizados, até o momento, dois leilões para contratação exclusiva de fontes alternativas (LFAs), um em 2007 e outro em 2010, quando foram contratados mais de 900 MW médios de garantia física para atendimento das distribuidoras que contrataram nesses leilões.

7.4. Leilões de Reserva (LER)

O Novo Modelo Institucional prevê a garantia na continuidade do fornecimento de energia elétrica por meio da aquisição de reserva de capacidade de geração. A contratação de Energia de Reserva surgiu da necessidade de se restaurar o equilíbrio físico do SIN, aumentando a oferta de energia, bem como elevar a segurança de suprimento de energia elétrica.

De acordo com o Decreto nº 6.353, de 2008, Energia de Reserva é aquela proveniente de usinas específicas, cuja geração é destinada a assegurar o fornecimento de energia elétrica ao SIN. A Energia de Reserva pode ser proveniente de novos empreendimentos de geração e de empreendimentos de geração existente, desde que acrescentem garantia física ao SIN, ou que não tenham entrado em operação comercial até a data da publicação do referido Decreto.

A Energia de Reserva é contratada através dos Leilões de Energia de Reserva – LER, os quais, de acordo com a Lei nº 10.848, de 2004, devem ser promovidos pela ANEEL, direta ou indiretamente, de acordo com as diretrizes do MME. A Energia de Reserva pode ser contratada nas modalidades por quantidade e por disponibilidade e o prazo dos contratos não pode exceder 35 anos.

O montante total de Energia de Reserva a ser contratado nos LERs é definido pelo MME, de acordo com resultados de estudos da EPE. A entrada em operação comercial das unidades geradoras dos empreendimentos que venderem nos LERs pode ocorrer de forma escalonada, ou seja, no decorrer dos anos subsequentes ao ano de início de entrega da energia contratada. A contratação de toda parcela da garantia física proveniente do empreendimento contratado com a finalidade de reserva é assegurada, mesmo que a entrada em operação seja escalonada.

A regulamentação da contratação de Energia de Reserva é dada pelo Decreto nº 6.353/08, no qual fica estabelecido que a energia adquirida nessa modalidade de leilão não pode constituir lastro para a revenda de energia, além de ser contabilizada diretamente no Mercado de Curto Prazo (MCP) pela CCEE.

A contratação da Energia de Reserva é formalizada mediante a celebração de Contrato de Energia de Reserva – CER entre os agentes vendedores nos leilões e a CCEE, como representante dos agentes de consumo. É cobrado um encargo setorial aos Agentes do SIN com perfil de consumo, denominado Encargo de Energia de Reserva – EER, recebido pela CCEE para efetuar os pagamentos aos agentes vendedores, de acordo com os termos dos CER.

O encargo pago pelas distribuidoras é repassado na tarifa do mercado cativo, mediante reajuste tarifário das concessionárias. É de responsabilidade da CCEE o recolhimento desse recurso, bem como a celebração do Contrato de Uso da Energia de Reserva – CONUER junto aos agentes com perfil de consumo, cujo modelo é estabelecido pela ANEEL e funciona como um contrato de adesão que deve ser firmado por todos os agentes com tal perfil.

7.5. Leilões de Ajuste

Os leilões de ajuste objetivam refinar o equilíbrio entre o suprimento contratado e a carga. O contrato de ajuste tem duração de até dois anos e os leilões são realizados mais de uma vez por ano, com vigência do contrato iniciando-se no mesmo ano.

7.6. Resultados dos Leilões

De acordo com dados da ANEEL, apresentados na tabela 7.1, a matriz de energia elétrica brasileira atualmente em operação comercial é composta por 2.888 usinas, representando uma capacidade instalada de 132.011 MW. Deste total, 64,32% provem da fonte hidrelétrica. A participação de cada fonte aparece logo em seguida, na figura 7.2.

Tabela 7.1: Matriz de energia elétrica brasileira
Fonte: ANEEL (atualizado em 21/06/2013)

Empreendimentos em Operação							
Tipo	Capacidade Instalada		%	Total		%	
	N.º de Usinas	(kW)		N.º de Usinas	(kW)		
Hidro	1.067	84.904.144	64,32	1.067	84.904.144	64,32	
Gás	Natural	110	11.936.349	9,04	149	13.620.012	10,32
	Processo	39	1.683.663	1,28			
Petróleo	Óleo Diesel	1.056	3.486.041	2,64	1.090	7.454.688	5,65
	Óleo Residual	34	3.968.647	3,01			
Biomassa	Bagaçõ de Cana	369	8.922.312	6,76	458	10.748.750	8,14
	Licor Negro	15	1.304.182	0,99			
	Madeira	46	411.435	0,31			
	Biogás	19	74.388	0,06			
	Casca de Arroz	9	36.433	0,03			
Nuclear		2	1.990.000	1,51	2	1.990.000	1,51
Carvão Mineral	Carvão Mineral	12	3.024.465	2,29	12	3.024.465	2,29
Eólica		95	2.092.541	1,58	95	2.092.541	1,58
Importação	Paraguai		5.650.000	5,46		8.170.000	6,19
	Argentina		2.250.000	2,17			
	Venezuela		200.000	0,19			
	Uruguai		70.000	0,07			
Total		2.888	132.011.561	100	2.888	132.011.561	100

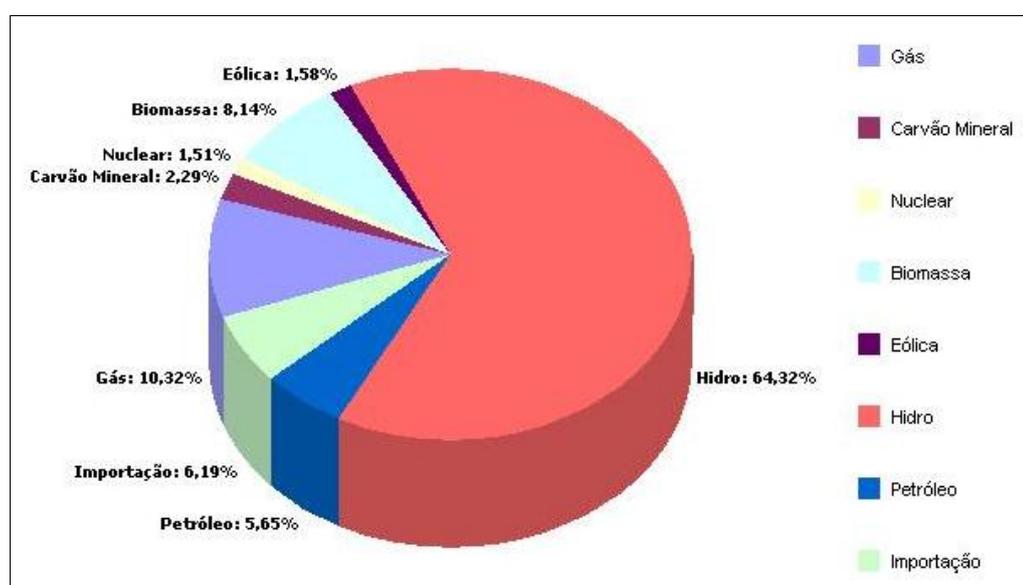


Figura 7.2: Composição da Matriz de Energia Elétrica Brasileira
Fonte: ANEEL (atualizado em 21/06/2013)

Considerando somente os resultados dos leilões para contratação de energia nova⁵⁰, as perspectivas são de que esse retrato atual seja modificado, de modo que a parcela de energia gerada proveniente de energia hidrelétrica perca espaço - em termos proporcionais - frente às demais fontes, de mais fácil e rápida implantação, especialmente quando consideradas as dificuldades para licenciamento ambiental para empreendimentos dessa natureza.

O total contratado no ACR até o fim do ano de 2012 durante os leilões de energia nova, de reserva e de fontes alternativas, em termos de capacidade instalada, foi de 58.731 MW, sendo que deste total, 58,58% é proveniente de fonte hidrelétrica (UHEs e PCHs), conforme

⁵⁰ Foram utilizados os resultados obtidos até o 15º Leilão de Energia Nova, realizado em 14 de dezembro de 2012, para entrega de energia a partir de 1º de janeiro de 2017.

apresentado na figura 7.3. Frise-se que este total já desconsidera os projetos cujas outorgas foram revogadas e aqueles que se encontram em processos judiciais, ambos em decorrência de atrasos nas obras⁵¹.

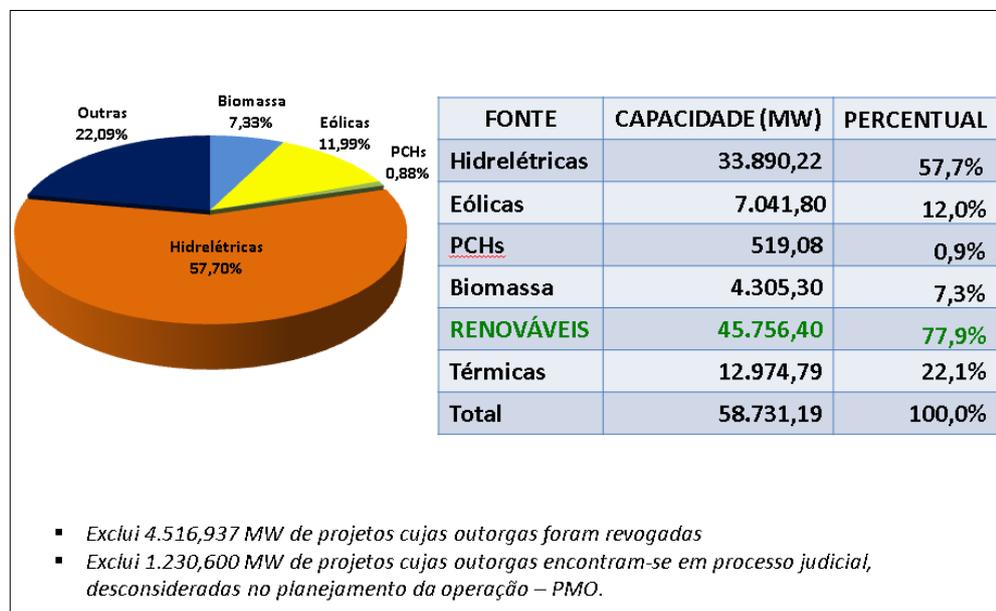


Figura 7.3: Capacidade Contratada no ACR (LEN, LFA e LER)

Fonte: Elaboração própria

De acordo com dados divulgados pela CCEE (InfoLeilão nº 001, 2012), seguindo a tendência observada em leilões mais recentes, a maior parte da garantia física habilitada no 15º Leilão de Energia Nova, realizado em dezembro de 2012, foi proveniente de empreendimentos eólicos (79%), conforme pode ser visto na figura 7.4. O leilão contou ainda com uma pequena parcela de energia termelétrica (biomassa – 6% e gás natural – 4%) e hidrelétrica (8%) relativa à concessão das usinas Santo Antônio do Jari e Cachoeira do Caldeirão. As Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCHs representaram 3% da energia ofertada em termos de garantia física.

⁵¹ Usinas Termoeletricas MC2 Macaíba, Iconha, Cacimbaes, Escolha, Cauhyra I, MC2 Rio Largo, MC2 Suape II B, MC2 Pecém 2, MC2 Messias, Maracanaú I, José de Alencar, Itapebi, Monte Pascoal, Termopower VI, Termopower V, Maracanaú II, MC2 Camaçari I, MC2 Catu, MC2 Dias D Ávila 1, MC2 Dias D Ávila 2, MC2 Feira de Santana, MC2 Senhor do Bonfim, MC2 Camaçari 2, MC2 Camaçari 3, MC2 Governador Mangabeira, MC2 Santo Antônio de Jesus, MC2 Sapeaçu, MC2 Nossa Senhora do Socorro e Santa Rita de Cássia.

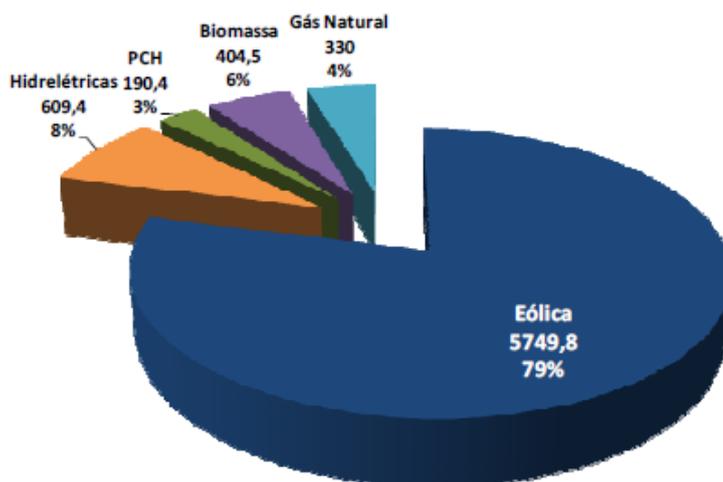


Figura 7.4: Garantia Física ofertada no 15º Leilão LEN por fonte - MW médio e %
Fonte: CCEE

Ao final, de fonte hidráulica, foram contratados nesse leilão 151,3 MW médios de garantia física ao preço médio de venda R\$ 93,46/MWh, o que representa um deságio de 16,55% em relação ao preço inicial do leilão. As eólicas responderam pela totalidade da contratação na modalidade disponibilidade – 152,2 MW médios de garantia física, ao preço médio de venda de R\$ 87,94/MWh. O deságio para esta fonte representou 21,50% em relação ao preço inicial.

Ainda de acordo com dados da CCEE, no período de 2005 a 2012, o Brasil realizou 47 leilões, dos quais 14 de energia nova, contratando cerca de 63.644 MW⁵² em nova capacidade para a entrada em operação no horizonte 2008 – 2017.

A experiência de sete anos com os leilões para expansão de energia no Brasil possui vários aspectos interessantes, como a diversidade de tipos de leilões realizados (projetos estruturantes, fontes alternativas, “A-5” e “A-3”) e a oferta de produtos com características diferenciadas, visando à melhor alocação de riscos entre geradores e consumidores (contratos por quantidade e disponibilidade). Além disso, os leilões foram meios eficientes para viabilizar a contratação de fontes até então pouco competitivas e que passaram a dominar a venda de energia, como é o caso das usinas eólicas. Como resultado, o Brasil realizou leilões que resultaram na contratação de energia de grandes projetos hidroelétricos e de fontes renováveis, o que têm atraído o interesse de investidores locais e estrangeiros e de outros países que buscam aperfeiçoamentos em seus marcos regulatórios.

⁵² Não foram excluídas as outorgas revogadas ou em processo judicial.

Importante citar que à exceção dos empreendimentos a óleo combustível, a implantação das usinas vencedoras nos leilões tem transcorrido de forma praticamente normal, sem atrasos relevantes.

8. CONDIÇÕES ATUAIS PARA INVESTIR NA GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

Conforme já descrito no capítulo 6, o setor elétrico nacional, atualmente, é regido pelo novo marco regulatório, que foi implementado pela Lei nº 10.848, de 2004, e regulamentado pelo Decreto nº 5.163, de 2004. O Novo Modelo do Setor, que procurou atrair tanto o capital privado como o público, também contribuiu para criar um ambiente institucional favorável à implantação de novos projetos com a estruturação financeira baseada no *project finance*.

O *project finance*, conforme descrito por Siffert e outros (2009), é um mecanismo de estruturação das fontes de financiamento de um projeto em que os riscos de sua implantação e operação são diluídos entre os *stakeholders*, em vez de serem concentrados nos investidores. Basicamente, o fluxo de caixa do projeto é a principal fonte de pagamento do serviço e da amortização do capital de terceiros, enquanto, no financiamento corporativo, as garantias dos financiamentos são calcadas principalmente nos ativos dos investidores. Para esses autores, o *project finance* é mecanismo fundamental para a equalização das fontes de recursos de novos empreendimentos em infraestrutura, onde estão incluídos os setores de geração e transmissão de energia elétrica.

No que se refere a novos investimentos no segmento de geração, tendo em vista que a matriz elétrica nacional é caracterizada pela predominância da fonte hídrica, o custo para adicionar uma nova usina hidrelétrica ao SIN aumenta progressivamente, pois obedece à ordem crescente de implantação de projetos mais produtivos e próximos dos grandes centros consumidores. À medida que se expande o sistema, projetos mais caros e distantes dos centros consumidores passam a ser elegíveis para implantação. Ao contrário, países com maior fatia de termelétrica e/ou com todo potencial hídrico praticamente explorado têm o Custo Marginal da Expansão constante, dadas as tecnologias atuais de implantação de usinas térmicas, sejam elas nucleares, movidas a carvão, gás natural etc. Esse fato implica maior risco para novos projetos brasileiros, uma vez que concorrem com usinas já amortizadas e que, portanto, são mais competitivas.

No novo marco regulatório, a expansão do parque gerador proveniente de novas concessões de UHEs ocorre por intermédio de leilões realizados pela ANEEL ou pela CCEE, nos quais os vencedores são eleitos pelo critério de menor tarifa ofertada.

A remuneração total do capital dependerá da definição da base de capital e da taxa de rentabilidade aplicada sobre essa base. A taxa de rentabilidade representa o custo de oportunidade dos recursos, compatível com o risco associado ao empreendimento a ser realizado. A questão de como é medido o risco, como é recompensado e quanto risco assumir são fundamentais em cada decisão de investimento, desde a avaliação até alocação de ativos. Essa questão define o retorno esperado de um investimento e por isso é de extrema importância o seu correto tratamento.

Assim, em uma indústria regulada, a definição da taxa de retorno sobre o capital constitui um elemento fundamental para o seu funcionamento, pois é o sinal econômico que orienta, mediante os incentivos adequados, a direção do investimento produtivo, como também produz redistribuição de riqueza entre os agentes afetados: consumidores e acionistas (Nota Técnica nº 36/2012-SRE/ANEEL, 2012).

Nesse sentido, periodicamente a EPE elabora Nota Técnica apresentando a metodologia e os critérios a serem adotados para a determinação do custo de capital próprio e de terceiros utilizados no cálculo das remunerações máximas dos empreendimentos de geração a serem licitados. Seu conteúdo compartilha semelhanças com as metodologias utilizadas pela Aneel nos segmentos de transmissão e distribuição.

Trata-se de um desafio estabelecer uma taxa de retorno que será aplicada nos próximos anos, de modo a remunerar o aporte de recursos realizado no empreendimento. Não se deseja apenas demonstrar qual o valor do custo de capital obtido pelo investidor no passado, ou o exigido na data mais recente, mas sim estimar a expectativa de retorno exigida pelo investidor para o aporte de recursos na respectiva atividade de energia elétrica.

Exceto para o caso de se estimar o custo de financiamento de terceiros, não há dados suficientes disponíveis no mercado que informem com clareza as expectativas dos investidores quanto ao custo do capital. Por este motivo, a ANEEL tem-se baseado na evidência histórica das expectativas dos agentes como estimativa dos indicadores, a partir do pressuposto de que as informações do passado consistem em confiável indicador do comportamento futuro (Nota Técnica nº 36/2012-SRE/ANEEL, 2012). Cabe destacar o intenso debate existente nas instituições reguladoras, assim como no universo acadêmico, a respeito dos prós e contras do uso de dados históricos como indicador do futuro, face aos métodos alternativos de projeção de taxas de retorno.

De fato, não há consenso na literatura sobre a melhor forma de estimar o retorno exigido pelo investidor, sendo mais comum na prática regulatória o uso da média de uma série histórica recente. Por sua vez, recomenda-se que ao tomar como método o uso de dados históricos, tenha-se o máximo de prudência com o comportamento das taxas de juros no ciclo tarifário, de forma a não cometer o erro de projetar para o “futuro” distorções do “passado”.

Além da complexidade de se estimar o retorno esperado pelos investidores, problemas adicionais surgem devido à excessiva volatilidade dos retornos dos mercados acionários, taxa de inflação e retorno dos ativos considerados livres de risco. Observa-se que, mesmo em mercados considerados maduros, como nos Estados Unidos e Inglaterra, o retorno das ações é bastante instável, sujeito a conjunturas econômicas desfavoráveis, crises, guerras, entre outros. Além disso, análises estatísticas dos dados históricos permitem interpretações divergentes, como as resultantes da escolha entre média aritmética ou geométrica, forma de correção de dados incorretos e uso de indicadores não sujeitos a *outliers*, como a mediana.

Para alcançar os objetivos deste trabalho, será necessário apresentar e analisar a evolução das condições para atratividade dos investidores em geração de energia elétrica nos últimos anos. Para tanto, serão avaliados os valores praticados para o Custo de Capital Próprio para o segmento de geração durante o período que precede ao Novo Modelo.

8.1. Metodologia de Cálculo do Custo de Capital Próprio

Cabe mencionar que as práticas regulatórias de uso mais difundido no mundo recorrem à utilização de enfoques menos discricionários possíveis. Existe um consenso cada vez maior em utilizar métodos padronizados, que seriam os mais adequados e, em consequência, a determinação discricional da taxa é uma opção progressivamente menos utilizada. Entre os procedimentos padronizados, o que obtém maior consenso é o método “*Weighted Average Cost of Capital*” (WACC) em combinação com o “*Capital Asset Pricing Model*” (CAPM) para a estimativa da taxa de retorno de um investimento (Nota Técnica nº 36/2012-SRE/ANEEL, 2012).

De acordo com esse modelo, a taxa de retorno de um empreendimento é uma média ponderada dos custos dos diversos tipos de capital, com pesos iguais à participação de cada tipo de capital no valor total dos ativos do empreendimento. Assim, o método WACC procura refletir o custo médio das diferentes alternativas de financiamento (capital próprio e de

terceiros) disponíveis para o empreendimento. O modelo tradicional do WACC é expresso pela seguinte fórmula:

$$R_{wacc} = \frac{P}{P+D} * r_P + \frac{D}{P+D} * r_D * (1 - T)$$

Onde:

r_{wacc} : custo médio ponderado de capital (taxa de retorno)

r_P : custo do capital próprio

r_D : custo da dívida

P: capital próprio

D: capital de terceiros ou dívida

T: alíquota tributária marginal efetiva

Nas considerações seguintes, tendo em vista a prática adotada tanto pela EPE quanto pela ANEEL, para o custo de capital próprio adotar-se-á o método CAPM (*Capital Asset Pricing Model*), que busca identificar a percepção do mercado sobre os riscos do setor, partindo-se das seguintes premissas:

- Os ativos de geração de energia elétrica representam alternativas de investimentos que competem com outros ativos pelos recursos dos investidores potenciais;
- Os diversos ativos disponíveis proporcionam um retorno diretamente proporcional ao risco que representam; e
- Há um ativo “livre de risco” acessível a todos os investidores, cujo retorno serve de referência para mensurar o prêmio de risco exigido para investir em outros ativos.

Pelo método do CAPM, o cálculo do custo do capital próprio encontra-se expresso na fórmula a seguir:

$$r_{CAPM} = r_f + \beta * (r_m - r_f)$$

Onde:

r_{CAPM} = Custo de Capital Próprio

r_f = Taxa livre de risco

β = Beta

$(r_m - r_f)$ = Prêmio de risco de mercado

Conforme vem argumentando a ANEEL em suas notas técnicas para definição de custo de capital, do ponto de vista teórico, o ideal seria estimar um CAPM local, determinando a taxa livre de risco, o prêmio de risco de mercado e o beta. Entretanto, no caso específico do segmento de geração brasileiro, isto não é recomendável devido, entre outros, aos seguintes aspectos:

- A qualidade e quantidade das informações disponíveis são insuficientes;
- Os mercados de capitais ainda estão amadurecendo;
- As séries de tempo não são extensas;
- Os fortes desequilíbrios macroeconômicos carregados nas séries históricas geram altas volatilidades dos papéis; e
- A liquidez é limitada em muitos casos, etc.

Assim, como se deseja determinar o custo de capital para uma indústria no Brasil, devem ser incorporados prêmios de risco adicionais, associados às especificidades do mercado local. Desse modo, ao CAPM padrão, adicionam-se o prêmio de “risco país” (r_B), o prêmio de risco cambial (r_X) e, dependendo da indústria em análise e do mercado de referência, o prêmio de risco regulatório (r_R). O próprio valor de beta (β) deve ser adaptado à estrutura de capital e à carga tributária vigentes no Brasil. A expressão do custo de capital próprio torna-se então:

$$r_{\text{CAPM}} = r_f + \beta^*(r_m - r_f) + r_B + r_X + r_R$$

Passemos a analisar cada um dos termos da equação acima.

8.1.1. Taxa Livre de Risco

A taxa livre de risco é a remuneração obtida em um investimento sem risco.

Devido ao limitado histórico do país na condição de *investment grade*, há dificuldade em caracterizar a taxa livre de risco da economia brasileira. Assim, o que tem sido praticado na definição da taxa livre de risco é utilizar a taxa de um bônus de cupom zero do Tesouro dos EUA (referência do mercado global), compatível com a concessão do serviço de geração (longo prazo).

8.1.2. Prêmios de Risco do Negócio

O método CAPM assume que o prêmio de risco requerido pela ação é proporcional ao seu coeficiente *beta*, o qual mede a volatilidade e indica a variação dos retornos da ação de uma determinada empresa em relação ao comportamento do mercado acionário. Portanto, o beta de um título nada mais é do que uma medida de risco de um título em uma carteira ampla e significa o quanto esse título deverá variar quando o mercado variar de uma unidade percentual, ou seja, é a sensibilidade das ações às variações percentuais do valor da carteira de mercado.

Para estimar o prêmio do risco do negócio de geração de energia e do risco financeiro no Brasil, estima-se o beta relativo ao mercado americano. Isso porque não há um número suficiente de empresas de geração “puras”, que não contêm na base de remuneração ativos vinculados às atividades de distribuição, transmissão ou comercialização de energia.

Para adaptar os dados à configuração brasileira, os betas das empresas analisadas são desalavancados, utilizando o grau de alavancagem da empresa e a alíquota de imposto de renda do mercado americano. Tomada a média aritmética desses betas, esse valor é realavancado do empreendimento usando a estrutura de capital brasileira⁵³ e a alíquota de tributos, composta pelas alíquotas de Imposto de Renda da Pessoa Jurídica (IRPJ)⁵⁴ e da Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL)⁵⁵.

O beta realavancado, multiplicado pelo prêmio de risco de mercado, fornece o risco total do setor de interesse, ou seja, a soma dos riscos do negócio e financeiro.

8.1.3. Prêmio de Risco de mercado

O prêmio de risco de mercado ($r_m - r_f$) mede a diferença entre o retorno esperado no mercado acionário (investimento com risco) e o retorno de títulos livre de risco, refletindo o retorno incremental - aquele acima do retorno do ativo sem risco - que remunera o investidor por aplicar seus recursos no portfólio de mercado.

⁵³ Atualmente a estrutura média de capital do país corresponde à combinação de 75% de capital de terceiros (empréstimos) e 25% de capital próprio.

⁵⁴ Conforme prevê a legislação (Lei nº 9.249/95 e posteriores), aplica-se a alíquota de incidência do IRPJ de 25%.

⁵⁵ Conforme determina a legislação, aplica-se a alíquota de 9%.

Para calcular o prêmio de risco é necessário saber o retorno esperado do portfólio de mercado, usualmente o S&P500, que consiste em um índice composto pelas ações das 500 maiores empresas negociadas na Bolsa de Nova York. A Figura 8.1 mostra a evolução do índice S&P500 diante do retorno do título do Tesouro americano de 10 anos, aqui considerado como livre de risco.

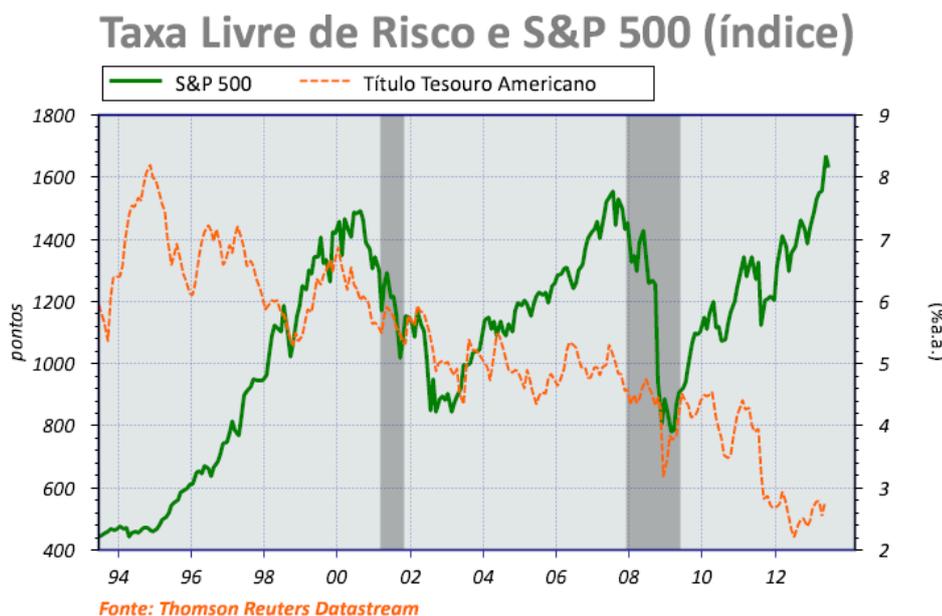


Figura 8.1: S&P 500 e Taxa livre de risco

Na prática, conforme consta na nota técnica ANEEL 045/2007-SRE, de 23/02/2007 (Aneel, Aneel, 2007), para definir o retorno esperado utiliza-se a média calculada a partir dos valores históricos. No entanto, verificou-se que o resultado deste prêmio é bastante sensível ao período escolhido de análise, como também pode ser visto diretamente pelo gráfico apresentado na figura 8.1. As notas técnicas ANEEL 045/2007-SRT (Aneel, Aneel, 2007) e ANEEL 062/2006-SRT calculam este prêmio a partir de informações de 1928, resultando em valores em torno de 6,09% ao ano.

Já na nota técnica ANEEL 395/2009-SRE, o prêmio de risco considerado foi de 5,45% ao ano para o período de 1928 a 2008. Desse modo, constatou-se que se utilizando períodos diferentes, chega-se a resultados bem distintos. Sobre o tema, a ANEEL argumenta em suas notas técnicas que o período de tempo (momento inicial e final) considerado na determinação dos dados históricos utilizados é determinante sobre os resultados obtidos. Dessa forma, deve-se utilizar o período mais extenso possível, havendo disponibilidade de dados, como uma maneira de eliminar anomalias, basicamente relacionadas com o ciclo econômico e, com isso,

evita-se que efeitos de curto-prazo da conjuntura de mercado causem um viés nas verdadeiras estimativas do prêmio de risco de mercado.

Por outro lado, Camacho, Rocha e Fiuza (2006) argumentam que as séries utilizadas devem ser construídas observando a consistência temporal. Se, por um lado, períodos curtos refletem demasiadamente a conjuntura, por outro lado períodos muito longos podem refletir regimes econômicos muito distintos do que se verifica no médio prazo.

Desse modo, o cálculo do prêmio de risco de mercado deve procurar manter a consistência temporal das diversas séries como requerida pela literatura especializada, de modo a refletir de forma fidedigna a remuneração esperada pelos investidores no horizonte estudado.

8.1.4. Prêmios de risco adicionais

Além do prêmio de risco de negócio e financeiro, o retorno de um projeto no setor de geração no Brasil incorre, acima da taxa livre de risco, em prêmios adicionais relacionados a riscos não diversificáveis. De modo geral esses prêmios adicionais recebem o nome de prêmio de risco de investimento no Brasil.

Em metodologia anterior (nota técnica ANEEL 062/2006-SRT, de 12/04/2006), a ANEEL considerava que havia três tipos de riscos não-diversificáveis, a saber: risco cambial, risco regulatório e risco Brasil.

Mais recentemente, a ANEEL introduziu simplificações na metodologia de cálculo do custo de capital próprio que adota. Na nota técnica ANEEL 036/2012-SRE (2012), a agência passou a considerar apenas o risco país ou risco soberano, não mais explicitando o risco cambial, assumindo que ele estaria incluído no risco país, e não mais descontando o prêmio de risco de crédito Brasil.

No entanto, a questão de o risco cambial estar totalmente embutido no risco país é controversa. É razoável levar em conta que no caso de países emergentes, o risco país e o risco cambial são muito importantes na determinação da taxa de juros doméstica (Garcia & Didier, 2003). Entretanto, do ponto de vista teórico e de mensuração, os dois riscos são distintos. O risco país reflete a situação econômica e financeira, além da estabilidade política e o desempenho histórico e no cumprimento de suas obrigações financeiras, sendo possível ser medido pelo Diferencial da Paridade Coberta (DPC) das taxas de juros. O DPC é exatamente a medida de risco país, pois afeta os rendimentos de todos os ativos financeiros

lançados por um determinado país, conforme exemplo dado por Garcia e Didier (2003), transcrito a seguir:

“Os países desenvolvidos não têm risco país, ou seja, o DPC entre eles é nulo. Isso significa que se uma grande multinacional quisesse captar um empréstimo em dólares, a taxa de juros seria a mesma quer a empresa fizesse a emissão na Inglaterra ou nos Estados Unidos. Caso, entretanto, a emissão fosse feita em um mercado emergente (sem aval externo), a taxa de juros (em dólares) seria maior. Tal diferença é uma medida do risco país.”

Dessa forma, o fato do risco país não ser passível de ser eliminado com a diversificação de investimentos entre ativos do país redundaria em um aumento da remuneração requerida pelos investidores para qualquer ativo do país - o prêmio de risco país.

Por outro lado, o risco cambial consiste na cunha entre o preço esperado da moeda forte (tipicamente o dólar dos Estados Unidos) no futuro e o preço dos mercados futuros de câmbio. Dito de outro modo, se há um risco de que o câmbio no futuro seja maior do que sua desvalorização esperada, um prêmio de risco cambial é necessário para o investidor vender o câmbio no mercado futuro. Seu valor estará relacionado à incerteza em relação ao fato de que o câmbio no futuro será diferente do valor esperado. Se o grau desta incerteza é baixo, o risco cambial poderá ser virtualmente nulo.

Infelizmente, ao contrário do que ocorre com o risco país, o risco cambial não é passível de uma medição direta através dos retornos de ativos financeiros. A impossibilidade da medição direta advém da impossibilidade de se observar a desvalorização esperada – dito não observável (Garcia & Didier, 2003). Para estudá-lo é necessário estimá-lo ou utilizar uma técnica estatística para inferir sua maior ou menor importância.

Talvez pela dificuldade e subjetividade envolvidas na definição do prêmio de risco cambial a ANEEL tenha optado, em suas notas técnicas mais recentes, em considerá-lo como parte do prêmio de risco país, definindo este último como *o risco adicional que um projeto incorre ao ser desenvolvido em um determinado país de economia emergente (mercado doméstico) ao invés de em um país com economia estável (geralmente, o mercado dos EUA)* (Aneel, Nota Técnica nº 36/2012-SRE/ANEEL, 2012).

No entendimento da Agência, o risco país deve captar todas as barreiras à integração dos mercados financeiros e os fatores que influenciam a capacidade de um país em honrar seus compromissos externos (risco de moratória): como custos de transação, custos de informação,

controle de capitais, leis sobre tributação que discriminam por país de residência, risco de futuros controles cambiais, ataques especulativos sobre a economia, estabilidade econômica e institucional, equilíbrio fiscal, entre outros (Nota Técnica nº 36/2012-SRE/ANEEL, 2012).

O cálculo do prêmio de risco país apresentado na NT nº 062/2006-SRT/ANEEL, de 12/04/2006, foi dado pela diferença entre o risco soberano e o risco de crédito. Desse modo é crucial a escolha do papel ou carteira que será utilizada para definir o prêmio de risco soberano.

Alternativamente, o mercado financeiro internacional tem adotado como indicador do risco país o *spread* de um título soberano ou o *spread* de um índice de títulos soberanos, como o EMBI+ - *Emerging Markets Bond Index Plus* - ou ainda Índice de Títulos dos Mercados Emergentes, calculado pelo banco J.P. Morgan, com data-base de 31 de dezembro de 1993. Este índice tenta medir com maior precisão o risco país diário para 15 países. A metodologia de cálculo desse índice considera o *spread* soberano - que é o diferencial do *yield* (rendimento) do título doméstico do país de interesse em relação ao título norte-americano de prazo equivalente (Aneel, 2012).

Para o Brasil existe o EMBI+BR. As vantagens da utilização desse índice são inúmeras e baseiam-se nas qualidades por ele apresentadas, dentre as quais se destacam: o fato de refletir de forma mais fidedigna o risco país do que um só papel; é resultado de critérios transparentes e objetivos de mensuração; tem uma série consistente, que deve perdurar; e é muito utilizado pelo mercado como o indicador do prêmio de risco país. Esse índice já é cotado como o *spread* sobre a taxa de juros de títulos do governo dos EUA com mesma *duration*.

Outra possibilidade de estimar o risco país é considerar a classificação de *rating* soberano definido por uma das três agências de maior visibilidade que propõem tal metodologia, apresentadas na tabela 8.1: Fitch, Moody's e S&P. Por este método, o Brasil encontra-se com classificação considerada de *investment grade*, o que significa poucas chances de deixar de honrar suas dívidas.

Tabela 8.1: Escala de Classificação das Agências de Rating

Fonte: Tesouro Nacional

	Moody's	S&P	Fitch
Categoria de Investimento	Aaa	AAA	AAA
	Aa1	AA+	AA+
	Aa2	AA	AA
	Aa3	AA-	AA-
	A1	A+	A+
	A2	A	A
	A3	A-	A-
	Baa1	BBB+	BBB+
	Baa2	BBB	BBB
Baa3	BBB-	BBB-	
Categoria de Investimento de Risco	Ba1	BB+	BB+
	Ba2	BB	BB
	Ba3	BB-	BB-
	B1	B+	B+
	B2	B	B
	B3	B-	B-
	Caa1	CCC+	CCC
	Caa2	CCC	CC
	Caa3	CCC-	C
	Ca	CC	DDD
	C	SD	DD
	D	D	

No entanto, cabe ressaltar que a Agência de classificação de risco *Standard & Poor's* (S&P) já reduziu sua perspectiva do risco Brasil para “negativa” no último mês de junho, conforme histórico apresentado no *site* do Tesouro Nacional, na *internet*, ilustrado na tabela 8.2.

Tabela 8.2: Histórico da Classificação de risco Brasil

Fonte: Tesouro Nacional

	Standard & Poor's		Fitch		Moody's		Ação
	Moeda Estrangeira	Moeda Local	Moeda Estrangeira	Moeda Local	Moeda Estrangeira	Moeda Local	
6-jun-13	BBB	A-					Revisão da perspectiva para negativa
18-dez-12	BBB	A-					Confirmação da nota
21-nov-12					Baa2	Baa2	Confirmação da nota
26-jul-12			BBB	BBB			Confirmação da nota
17-nov-11	BBB	A-					Elevação da nota, com perspectiva estável
25-ago-11		BBB+					Revisão da perspectiva para positiva
24-jun-11					Baa2	Baa2	Elevação da nota, com perspectiva positiva
23-mai-11	BBB-						Revisão da perspectiva para positiva
4-abr-11			BBB	BBB			Elevação da nota, com perspectiva estável
28-jun-10			BBB-	BBB-			Revisão da perspectiva para positiva
22-set-09					Baa3	Baa3	Elevação da nota, com perspectiva positiva
6-jul-09					Ba1	Ba1	Nota sob revisão
12-mai-09			BBB-	BBB-			Confirmação da nota
10-nov-08			BBB-	BBB-			Confirmação da nota
29-mai-08			BBB-	BBB-			Elevação da nota, com perspectiva estável

Apesar de, tecnicamente, os *ratings* soberanos se aplicarem diretamente aos títulos de renda fixa, com implicações consideráveis sobre seus preços, sua importância se estende muito além disso. Segundo o Tesouro Nacional, o *rating* soberano tem as seguintes implicações:

- À medida que impacta o custo de financiamento do soberano, os *ratings* podem afetar fortemente a flexibilidade fiscal de um governo;
- Na maioria dos casos, os *ratings* determinam um teto ou uma referência para o risco das empresas e do setor financeiro de um país, afetando os custos de financiamento do setor privado no mercado;
- É determinante para o apreçamento do risco dos empréstimos bancários (muitos bancos internacionais se baseiam nos *ratings* públicos para sua avaliação de risco) que, por sua vez, afeta os preços das linhas de crédito;
- Serve de guia para investidores institucionais regulados, como fundos de pensão e companhias de seguro, tendo em vista a alocação de recursos no país;
- O *rating* soberano, junto com a publicidade associada a ele, serve como referência comum para investidores estrangeiros e sua disponibilidade de investimento no país;
- É um componente importante da formação das percepções externas sobre o risco e suas tendências.

8.1.5. Prêmio de risco regulatório

Conforme a nota técnica ANEEL 062/2006-SRT, de 12/04/2006, uma questão a ser abordada e muito discutida recentemente na modelagem do custo de capital de setores regulados, especialmente após a edição da MP 579, de 2012, é o ajuste ao risco regulatório envolvido.

Em geral, são identificadas três categorias de regimes regulatórios:

- regimes com alto poder de incentivo: *price caps*, *revenue caps*;
- regimes com médio poder de incentivo: esquemas regulatórios híbridos e estruturas regulatórias menos explícitas; e
- regimes com baixo poder de incentivo: custo de serviço (*cost plus*) ou taxa de retorno garantida (*rate of return*).

No caso do segmento de geração, após a Lei nº 10.848, que determinou que a compra e venda de energia deve ocorrer por meio de leilões, o tratamento que se tem dado pela EPE em suas notas técnicas sobre metodologia de cálculo do custo de capital para projetos de UHEs, é que não há incidência de risco regulatório associado a nenhum desses regimes descritos acima. O

valor do risco regulatório não é considerado, portanto, assumindo que o segmento de geração não apresenta características de segmento regulado e que os contratos (CCEARs – Contratos de Comercialização de Energia Elétrica) são instrumentos bilaterais entre geradores vendedores e distribuidoras compradoras. Sendo assim, o risco regulatório é considerado nulo.

Com relação ao tema, Siffert Filho e outros (2009) afirmam que, *“relativamente ao risco político, o novo marco regulatório consolidou favoravelmente o ambiente institucional de funcionamento do setor elétrico, favorecendo a estruturação de projetos com base no project finance. Dessa forma, pode-se dizer que o risco regulatório é reduzido tanto para o segmento de geração quanto para os de transmissão e distribuição. Além disso, criou condições para a associação do capital público e privado na implementação de novos projetos”*.

Por outro lado, as incertezas sobre o futuro do setor elétrico, provocadas pelas mudanças ocorridas desde meados de 2012, principalmente após a edição da Medida Provisória 579, fizeram parte dos dois dias de debates promovidos no Enase⁵⁶ 10 anos, que aconteceu nos dias 21 e 22 de maio no Rio de Janeiro. O público especializado de mais de 500 participantes participou de uma pesquisa realizada com votação eletrônica e respondeu a nove questões sobre o desenvolvimento do setor. Os resultados mostraram o desconforto dos agentes com as seguidas mudanças na regulação e também revelaram a crença de que, mesmo com as medidas adotadas para a redução das tarifas, o custo da energia deverá aumentar no horizonte 2023. Entre os participantes, 73% acreditam que o risco regulatório do país aumentou desde 2004, ano da instituição do atual marco regulatório do setor. Portaria 455, MP 579 - convertida na Lei nº 12.783, de 2013, Decreto nº 7.945 e Resolução CNPE nº 03, de 2013, foram os responsáveis por colocar a estabilidade do setor na berlinda (Abraceel, 2013). Estas normas serão abordadas no capítulo 9 deste trabalho.

8.1.6. Resultados sobre o custo de capital próprio

A partir dos montantes calculados para cada um dos prêmios de riscos apresentados anteriormente, é possível calcular o custo de capital próprio por meio da expressão já citada:

$$r_{\text{CAPM}} = r_f + \beta^*(r_m - r_f) + r_B + r_X + r_R$$

⁵⁶ Encontro Nacional de Agentes do Setor Elétrico.

Vale ressaltar que para o cálculo do custo de capital próprio real é preciso descontar a inflação. Conforme justificado pela nota técnica 062/2006-SRT/ANEEL, a inflação americana é uma *proxy* possível de ser utilizada.

A evolução do custo de capital próprio calculado pela EPE para o segmento de geração de energia elétrica produzida no Brasil está apresentada na tabela 8.3, conforme Relatórios que fundamentam os Acórdãos de Acompanhamento do TCU - Plenário n^{os} 602/2008, 131/2010, 3036/2010 e 2514/2012.

Tabela 8.3: Custo de Capital Próprio para LENs

Ano	Leilão	Custo de Capital Próprio (nominal)	Custo de Capital Próprio (real)
2008	UHE Jirau	14,86%	11,86%
2009	UHE Belo Monte	13,97%	10,95%
2010	A-5	-	10,05%
2012	A-5	11,08%	8,42%

A redução verificada na definição do custo de capital próprio deve-se, notadamente, a uma diminuição considerada no que se pode chamar de prêmio de risco de investimento no Brasil: soma dos prêmios de risco país com risco cambial.

Apesar das diversas declarações de insatisfação por parte de investidores privados com relação às recentes decisões tomadas pelo governo, não há perspectivas de mudanças significativas no curto prazo na definição desses montantes nos leilões para contratação de energia nova.

8.2. Metodologia de Cálculo do Custo de Capital de Terceiros (ou dívida)

O custo do capital de terceiros equivale ao retorno demandado pelos investidores para que haja interesse em financiar um empreendimento por meio de dívida mobiliária, podendo ser observado nos mercados financeiros, quer seja de forma direta ou indireta.

São duas as principais grandes linhas de ação para estimar o custo do capital de terceiros:

- Benchmarking financeiro, quando o custo do financiamento de uma empresa pode ser estimado através dos preços correntes dos títulos de dívida privada do setor ao qual pertence a empresa, comercializados nos mercados de financiamentos internos e externos.

- CAPM da dívida, método de uso generalizado, tanto em práticas regulatórias como em finanças, que resulta consistente com o modelo geral do CAPM utilizado para o cálculo do custo do capital próprio. Pode ser estimado a partir da seguinte expressão:

$$r_D = r_f + r_B + r_X + r_C$$

Onde:

r_f : taxa livre de risco

r_B : prêmio de risco Brasil

r_X : prêmio de risco cambial

r_C : risco de crédito

O que se tem aplicado pela EPE para projetos de UHEs no Brasil é uma composição das duas alternativas, no intuito de simular custos de captação nos mercados nacional e internacional. Vale ressaltar que as duas opções são válidas e retratam a provável combinação de portfólio de financiamento a ser desenhada pelos investidores: parte empréstimo do BNDES e parte oriundo de outras instituições financeiras.

8.2.1. Condições do BNDES para financiamento do segmento de geração

A metodologia mais usual a ser aplicada é um *benchmarking* das condições de financiamento para o segmento de geração no Brasil. Dentre as alternativas nacionais de financiamento para o setor energético, a mais procurada é o BNDES.

As condições de financiamento do banco variam em função de características do empreendimento. As condições de financiamento da UHE Belo Monte, exemplo para o caso de empreendimento de grande porte, estão detalhadas na Tabela 8.4. No presente momento, estas são as informações mais recentes sobre as condições que deverão estar vigentes para leilão de UHE de grande porte.

Tabela 8.4: Condições do apoio financeiro à implantação da UHE Belo Monte

Participação Máxima do BNDES		85% dos itens financiáveis, limitada a 80% do investimento total. O capital próprio dos acionistas deverá ser de, no mínimo, 20% do investimento total do projeto, excluindo-se, para efeito desse cálculo, eventuais participações societárias da BNDESPAR.
Modalidade	Financiamento direto do BNDES	· Custo Financeiro: TJLP.
		· Remuneração Básica do BNDES: 0,5% a.a.
		· Taxa de Risco de Crédito: de 0,46% a.a. até 2,54% a.a., dependendo da classificação de risco do projeto.
	Financiamento por meio de instituição financeira credenciada	· Custo Financeiro: TJLP.
		· Remuneração Básica do BNDES: 0,5% a.a.
		· Taxa de Intermediação Financeira: 0,5% a.a.
		· Remuneração da Instituição Financeira Credenciada: negociada entre a instituição financeira credenciada e o cliente.
Prazos		· Carência: até 6 meses após a data prevista para o início comercial de cada conjunto de turbinas;
		· Amortização: até 25 anos, com periodicidade mensal, através do Sistema de Amortização Constante (SAC) ou PRICE;
		· Total: até 30 anos.
Outras Condições		· O Índice de Cobertura do Serviço da Dívida (ICSD) deverá ser, durante todo o período da amortização do financiamento, de, no mínimo, 1,2, não sendo admitido, nas projeções do fluxo de caixa, o aporte de recursos externos à geração de caixa do projeto, como forma de garantir o Índice de Cobertura do Serviço da Dívida;
		· Limite máximo de exposição do BNDES em operações diretas com grupo econômico é limitado a 25% do Patrimônio de Referência do BNDES, conforme Resolução CMN nº 2.844, de 29 de junho de 2001;

Com relação a empreendimento de menor porte, observa-se, nas condições de financiamento, um aumento do custo decorrente do aumento da remuneração básica do BNDES, assim como da taxa de risco de crédito, conforme tabela 8.5.

Tabela 8.5: Condições do apoio financeiro a pequenas, médias e grandes empresas

Participação Máxima do BNDES		Até 70% dos itens financiáveis. Para térmicas a carvão ou a óleo o limite é de 50%
Modalidade	Financiamento direto do BNDES	· Custo Financeiro: i) TJLP ou ii) 50% TJLP e 50% TJ-462 para usinas a carvão ou a óleo
		· Remuneração Básica do BNDES: i) 0,9% a.a. ou ii) 1,8% a.a. para usinas a carvão ou a óleo
		· Taxa de Risco de Crédito: até 4,18% a.a., conforme o risco de crédito do cliente
	Financiamento por meio de instituição financeira credenciada	· Custo Financeiro: i) TJLP ou ii) 50% TJLP e 50% TJ-462 para usinas a carvão ou a óleo
		· Remuneração Básica do BNDES: i) 0,9% a.a. ou ii) 1,8% a.a. para usinas a carvão ou a óleo
		· Taxa de Intermediação Financeira: 0,5% a.a. somente para grandes empresas; MPMEs estão isentas da taxa.
		· Remuneração da Instituição Financeira Credenciada: negociada entre a instituição financeira credenciada e o cliente.
	Prazos	

Assim, no cálculo da taxa de juros para definição do custo de capital de terceiros a EPE simula, primeiramente, a taxa em termos nominais, onde a taxa de juros da dívida (r_D) é a soma do custo financeiro com um *spread*, descontada a inflação, conforme fórmula abaixo:

$$r_D = \frac{1 + (TJLP + s_1)}{1 + IPCA} - 1$$

onde:

r_D : custo de capital de terceiros em termos reais;

TJLP: Taxa de juros de longo prazo;

s_1 : *spreads* fixos.

A TJLP tem vigência de três meses, sendo expressa em termos anuais, fixada pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) e divulgada até o último dia do trimestre imediatamente anterior ao de sua vigência. A metodologia de cálculo é definida na Lei nº 10.183, de 2001 e

regulamentada pela Resolução BACEN nº 2.654, sendo obtida a partir de dois componentes básicos:

- a meta de inflação, calculada pro rata para os 12 meses seguintes ao primeiro mês de vigência da taxa, inclusive, baseada nas metas anuais fixadas pelo CMN; e
- o prêmio de risco, que incorpora uma taxa de juro real internacional e um componente de “risco Brasil”, numa perspectiva de médio e longo prazo.

Em síntese, a EPE apresenta duas abordagens na definição do custo de capital de terceiros. A primeira computa o cálculo do custo financeiro através do uso de séries históricas de TJLP e IPCA. A segunda apresenta uma abordagem prospectiva (*forward*), com estimativas do comportamento futuro da TJLP e do IPCA, variando o *spread* médio de acordo com o porte do empreendimento, conforme apresentado nas tabelas 8.4 e 8.5.

8.2.2. Definição do Custo Marginal de Referência de LENs

Para a expansão da geração de energia elétrica, a EPE juntamente com o MME definem o Custo Marginal de Referência (CMR) para cada leilão, acima do qual o planejador entende ser onerosa a aquisição de energia, respeitando as diretrizes do Novo Modelo. O CMR, conforme consta no Decreto nº 5.163, de 2004, “*será estabelecido como sendo o valor da maior estimativa de custo de geração dos empreendimentos a serem licitados, considerados necessários e suficientes para o atendimento da demanda conjunta do ACR e ACL*”. Desse modo, esse valor é adotado como limite para compra de energia nos Leilões de Energia Nova, e constará nos editais dos referidos leilões.

Conforme já estabelecido pelo Decreto nº 5.184, de 2004, que regulamenta a Lei nº 10.847, do mesmo ano, é competência da EPE, além de habilitar tecnicamente e cadastrar os empreendimentos de geração que poderão ser leiloados nos leilões de energia elétrica proveniente de novos empreendimentos, calcular o custo marginal de referência que será aprovado pelo MME.

Nesse sentido, a EPE elabora periodicamente Nota Técnica apresentando a metodologia e os critérios a serem adotados para a determinação do custo de capital próprio e de terceiros utilizados no cálculo das remunerações máximas dos empreendimentos de geração a serem licitados. Entre os parâmetros necessários para calcular a estimativa do CMR está a taxa de

desconto empregada na análise econômico-financeira dos empreendimentos a serem habilitados.

O CMR é calculado de modo que, quando o montante de garantia física acumulada for superior à demanda de energia prevista para contratação, identifica-se o último projeto colocado no conjunto, cadastrado por ordem de mérito, cujo preço de referência corresponderá ao valor do CMR a ser publicado no edital. Ou seja, o CMR equivale ao preço de referência da usina mais cara necessária para atender a demanda do leilão.

Para o cálculo do preço de referência, correspondente ao preço máximo para o leilão, referente à concessão de cada empreendimento de geração candidato a comercializar energia no ACR, são considerados os custos para construção da usina, tais como custos socioambientais, com obras civis, com equipamentos eletromecânicos, com eventuais e custos Indiretos. Também é considerado o conjunto de parâmetros e dados cobrindo os aspectos de natureza financeira, de financiamento, tributos/encargos, custo necessário à formação de SPE, custo estimado para conexão bem como despesas operacionais, alcançando, assim, o valor total de investimento previsto para aquela usina. São ainda levados em conta os incentivos fiscais concedidos pelo Governo Federal⁵⁷ bem como tributos e encargos incidentes na produção de energia elétrica⁵⁸.

Para a determinação dos custos unitários considerados no orçamento, a EPE vem utilizando o Sistema Informatizado de Orçamentação de Obras Civis de Usinas Hidrelétricas - SISRORH, recomendado pelo manual “Instruções para Estudos de Viabilidade de Aproveitamentos Hidrelétricos” vigente.

De posse do valor total de investimento estimado para cada empreendimento passível de habilitação para participar de leilão, e do custo de capital próprio real (taxa mínima de atratividade) requerido para remunerar corretamente o investidor, o valor do preço de referência, calculado para cada empreendimento, é obtido pela Tarifa de Equilíbrio correspondente que produz um valor presente nulo dos fluxos de caixa⁵⁹ no período analisado. A análise é efetuada pela EPE considerando fluxos financeiros em termos reais, com moeda constante.

⁵⁷ Reidi (Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura), SUDAM (Superintendência do Desenvolvimento da Amazônia), SUDENE (Superintendência de Desenvolvimento do Nordeste).

⁵⁸ PIS/COFINS, TFSEE, UBP, CFURH, P&D, IRPJ, CSLL.

⁵⁹ Formam o fluxo de caixa do empreendedor os custos de capital próprio e a expectativa de receita calculada com base no custo marginal de referência do respectivo leilão.

De posse do preço de referência calculado para cada empreendimento candidato a participar do leilão, o CMR, conforme mencionado, será o valor estimado para o preço de referência da usina mais cara para atendimento completo da demanda, calculada com base em declarações dos agentes distribuidores. Com base no CMR e nas projeções do comportamento dos preços no mercado de curto prazo⁶⁰, os potenciais investidores montam suas estratégias de comercialização e decidem por investir ou não na usina que está sendo leiloadada pelo critério de menor preço.

8.3. Conclusões do Capítulo

A melhoria das condições econômicas e regulatórias do país nos anos que seguem o novo modelo possibilitou a redução do custo de capital. Até a edição da MP 579, de 2012, a posição de destaque que o país vinha ocupando internacionalmente se refletiu em consecutivas melhoras do *rating* do Brasil pelas agências de classificação de risco e, conseqüentemente, uma maior disposição dos investidores em trazer seu capital para o país. De fato, o custo de capital próprio (real) passou de 11,86%, em 2008, para 8,42% em 2012.

No entanto, o cenário atual é instável e requer cautela por parte dos investidores, que estão atentos a fatores como o baixo crescimento econômico verificado em 2012, a recente revisão da perspectiva do *rating* do Brasil para “negativa”, pela Agência de classificação de risco *Standard & Poor's* (S&P) e as incertezas quanto à modificação de regras.

Tabela 8.6: Classificação atual do *Rating* do Brasil
Fonte: Tesouro Nacional

	Moeda Estrangeira Longo Prazo	Moeda Local Longo Prazo	Perspectiva	Data da última alteração
S&P	BBB	A-	Negativa	jun/13
Fitch	BBB	BBB	Estável	abr/11
Moody's	Baa2	Baa2	Positiva	jun/11
DBRS	BBB	BBB (high)	Estável	mai/13
JCR	BBB	BBB+	Estável	fev/11
R&I	BBB	-	Estável	ago/11

⁶⁰ Para cada leilão de energia nova é estabelecido um percentual mínimo de energia a ser entregue no ACR. O restante fica disponível para ser comercializado livremente.

Adicionem-se ainda as perspectivas de aumento do risco político provocado pela onda de manifestações populares que vem percorrendo todo o país nos últimos meses. Diante da pressão popular, o governo acaba cedendo e tomando medidas de renúncia ou de postergação de receita e de aumento dos gastos públicos, num momento em que se verificam dificuldades na geração do *superávit* primário.

Há ainda algumas considerações a serem feitas acerca do risco regulatório associado ao segmento de geração de energia elétrica. Após a instituição do Novo Modelo, que determinou que a compra e venda de energia deve ocorrer por meio de leilões, o tratamento que se tem dado pela EPE em sua metodologia de cálculo do custo de capital para projetos de UHEs, é que não há incidência de risco regulatório associado à geração de energia elétrica. Ou seja, o risco regulatório é considerado nulo tendo em vista que o segmento de geração não apresenta características de segmento regulado e que os contratos (CCEARs) são instrumentos bilaterais entre geradores vendedores e distribuidoras compradoras.

No entanto, com a edição da MP 579, de 2012, abordada no capítulo 9 deste trabalho, houve uma percepção de aumento do risco regulatório do setor elétrico. O setor elétrico, até a referida MP, era considerado previsível devido ao seu marco regulatório estável e bem fundamentado. Este fator era corroborado pelo fato das empresas do setor serem conhecidas como boas pagadoras de dividendos. A MP 579 introduziu grandes alterações no *status quo*, afetando substancialmente empresas cotadas em bolsa e tendendo a reduzir a capacidade de pagamento de dividendos (Castro, Brandão, Dantas, & Rosental, 2013).

9. O PÓS-SEGUNDO CICLO DE REFORMAS

9.1. MP 579, de 11/09/2012 - Convertida na Lei nº 12.783, de 11/01/2013

O setor elétrico brasileiro findou o ano de 2012 e iniciou 2013 no centro do palco, sendo talvez o setor de infraestrutura objeto de maior número de discussões e críticas durante esse período, em decorrência das medidas intervencionistas do governo na economia brasileira, em especial pela edição da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, e por seus efeitos nesse setor.

Em pronunciamento feito em cadeia nacional de rádio e televisão durante o feriado de 7 de setembro, a presidente Dilma Rousseff garantiu aos brasileiros que iria baixar a conta de luz em cerca de 20% no ano de 2013. Para alcançar o objetivo, o governo editou a Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, propondo às empresas de energia o vencimento antecipado das concessões, que teriam seus prazos findados até 2017, mediante pagamento pelos investimentos realizados ainda não amortizados e a prorrogação dos contratos. Para isso, foi estabelecida, entre outros, a total alocação das cotas de garantia física de energia e de potência da usina hidrelétrica às concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN (ou seja, ao ACR), cuja definição do rateio ficou sob responsabilidade da ANEEL. Trata-se de procedimento, em sua concepção geral, semelhante ao que vem sendo feito com a energia produzida pela UHE Itaipu. Com isso, tornou-se nula a possibilidade de atuar no mercado livre (ACL) para buscar retornos mais atrativos em tempos de preços altos, como o verificado no início de 2013, e superou-se o problema de baixa oferta nos leilões de energia existente em função da falta de atratividade do preço teto dos referidos leilões, quando comparado ao mercado livre.

A partir da edição desta MP, o país concentrou toda sua atenção ao setor elétrico, especialmente quando o assunto aliou-se ao crescimento dos preços de compra de energia elétrica no mercado de curto prazo, baseado no Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que superou os R\$550,00 / MWh logo no início de janeiro, enquanto os valores mais recentes negociados nos últimos leilões de energia nova giram em torno de R\$100,00 / MWh.

No que se refere especificamente ao setor de geração de energia elétrica, a MP estabeleceu que as concessões de geração de energia hidrelétrica já renovadas com base no art. 19 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, poderiam ser prorrogadas, a critério do poder concedente,

uma única vez, pelo prazo de até trinta anos. Para isso, o concessionário teria de aceitar algumas condições, além da participação do regime de cotas já citado: i) remuneração por tarifa⁶¹ calculada pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL para cada usina hidrelétrica, baseada no valor do Custo da Gestão dos Ativos de Geração - GAG; e iii) submissão aos padrões de qualidade do serviço fixados pela ANEEL.

Com relação a novos investimentos nas concessões prorrogadas, o art. 4º estabelece que “[O] *poder concedente poderá autorizar, conforme regulamento, a ampliação de usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos desta Lei, observado o princípio da modicidade tarifária*”. Nesse processo, está previsto no §2º do citado artigo que os investimentos realizados para a ampliação serão considerados nos processos tarifários. No entanto, toda a garantia física de energia e potência da ampliação terá de ser distribuída no regime de cotas, conforme §1º do mesmo artigo 4º. Essa decisão também foi bastante criticada nos meios de comunicação por criar desincentivos a novos investimentos nas concessões vincendas, na medida em que limita as opções de ofertas dos empreendedores, impedidos de negociarem sua energia no mercado livre (ACL).

No que diz respeito aos investimentos já realizados, o Decreto nº 7.850, de 30 de novembro de 2012, que regulamentou a referida MP, estabeleceu que “[D]everão ser submetidas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL até 31 de dezembro de 2013, na forma definida pela Agência, as informações complementares (...) necessárias para o cálculo da parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, realizados até 31 de dezembro de 2012, ainda não amortizados ou não depreciados, dos empreendimentos de geração”. Após fiscalização por parte da agência reguladora, esses dados foram utilizados para cálculo de indenização ou reconhecimento na base tarifária a ser incorporada nos processos tarifários, nos moldes do referido Decreto.

O curto prazo decorrido entre a edição e a implementação da Medida Provisória 579, somado à previsão negativa de afluências e à baixa quantidade de energia armazenada (água) nos reservatórios, deixou rescaldos. Um deles é a exposição ao mercado de curto prazo (mercado *spot*) por parte das distribuidoras de energia, obrigando o governo federal a, mais uma vez, lançar mão de recurso do Tesouro, em vista das dificuldades de fluxo de caixa para adquirir e

⁶¹ Montantes publicados por meio da Portaria MME nº 578, de 31/10/2012, cujos valores variam em torno de R\$ 29,92/kW*ano (maior usina) a R\$ 324,44 / kW*ano, com data base outubro de 2012.

pagar essa energia no curto prazo, e receber por ela somente na data de seus reajustes tarifários.

Outro contratempo foi a falta de definição de como e quando seriam indenizados os ativos das transmissoras de energia existentes em 31 de maio de 2000. Inicialmente a MP 579, de 2012, previa que os bens reversíveis integrantes da rede básica vinculados às concessões de transmissão existentes em 31 de maio de 2000, independentemente da vida útil remanescente do equipamento, seriam considerados totalmente amortizados pela receita auferida pelas concessionárias de transmissão, não sendo indenizados ou incluídos na receita.

Em seguida, por meio da edição da MP nº 591, de 29 de novembro de 2012, com receio de que houvesse um contingente de empresas que optassem pela não prorrogação de suas concessões, a decisão política foi por autorizar o pagamento do valor relativo aos ativos considerados não depreciados existentes em 31 de maio de 2000, registrados pela concessionária e reconhecidos pela ANEEL, para as concessionárias que optassem pela prorrogação das concessões de transmissão alcançadas pela referida MP.

As tarifas calculadas referentes aos serviços de operação e manutenção também foram destaque. A queda de receita das concessionárias decorrentes das tarifas, que não teriam mais que remunerar grandes investimentos (já amortizados), provocou severa queda das ações das principais empresas do setor elétrico.

Art. 15. A tarifa ou receita de que trata esta Lei deverá considerar, quando houver, a parcela dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, não depreciados ou não indenizados pelo poder concedente, e será revisada periodicamente na forma do contrato de concessão ou termo aditivo. (grifo acrescentado)

Para se ter uma ideia, as ações da Eletrobras na Bolsa de Valores de São Paulo (Bovespa) registraram em novembro de 2012 sua maior perda em mais de duas décadas, na segunda maior desvalorização de sua história. Desde a publicação da MP nº 579, em 12 de setembro, a maior companhia do setor elétrico do país viu suas ações caírem 57,94% na Bovespa. O gráfico a seguir apresenta o histórico dessas ações no período de janeiro de 2007 a janeiro de 2013, bem como nos últimos doze meses.

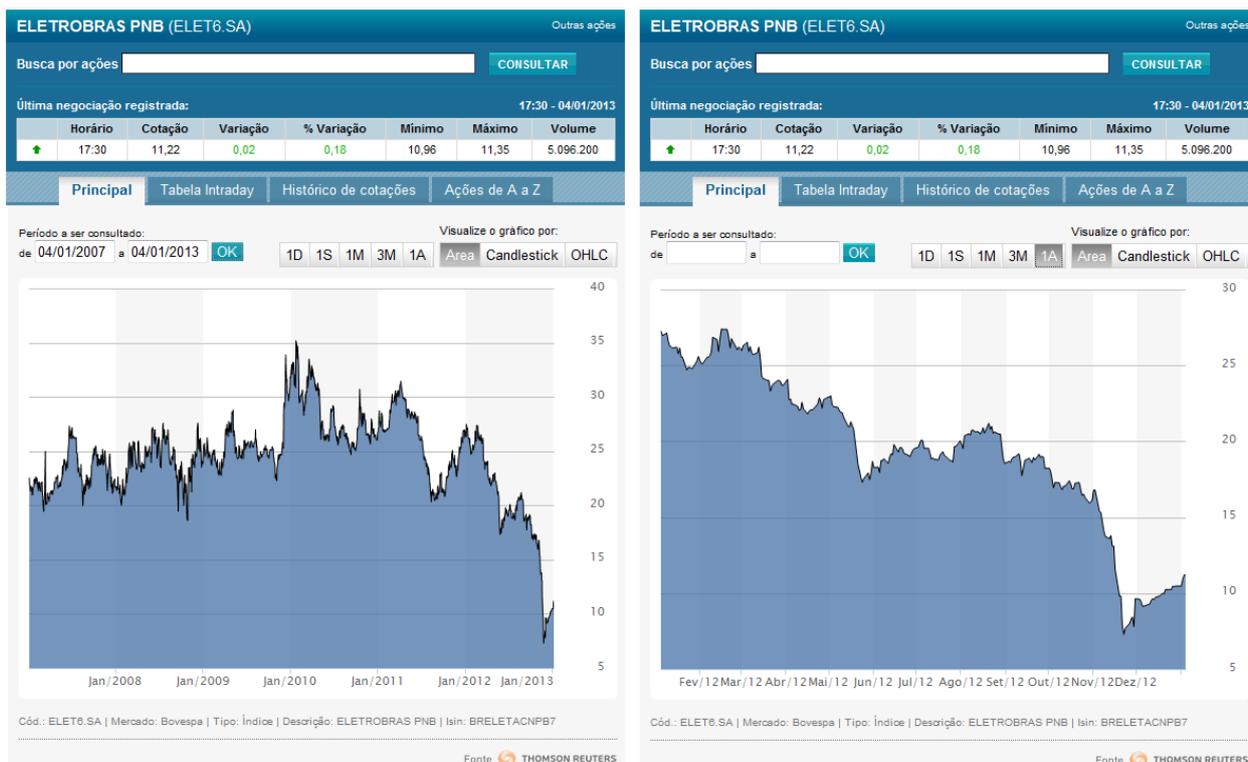


Figura 9.1: Histórico das ações da Eletrobras na Bovespa
Fonte: (Reuters)

Essa queda nas ações foi percebida também nas demais empresas do setor de energia elétrica. O Índice de Energia Elétrica (IEE), lançado em agosto de 1996 com o objetivo de medir o desempenho do setor de energia elétrica, teve quedas sucessivas desde a publicação da MP referida, conforme pode ser visto na figura 9.2.

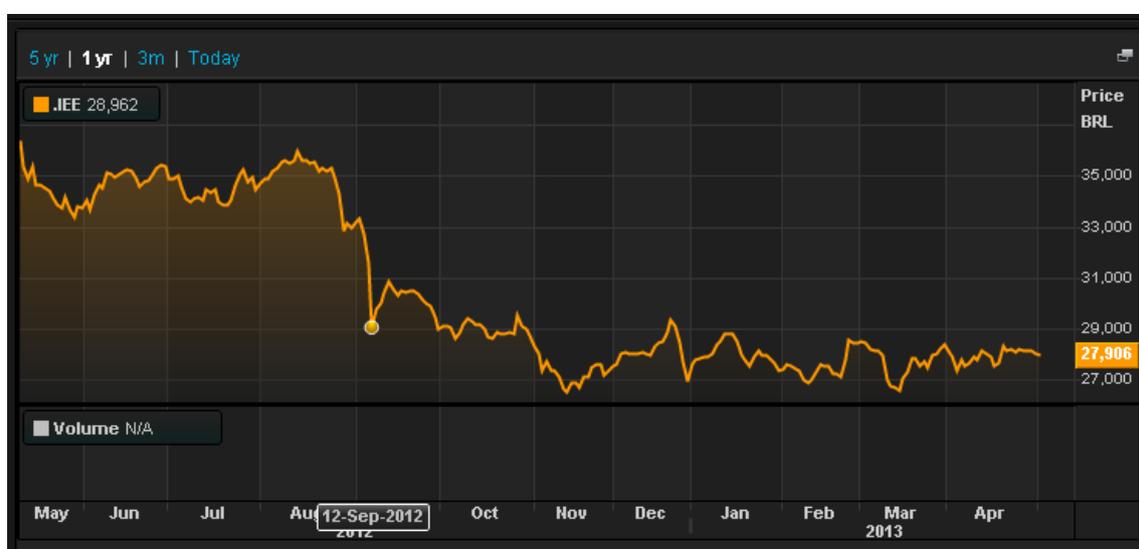


Figura 9.2: Histórico das ações do índice de Energia Elétrica (IEE)
Fonte: Reuters (Acesso em 14 de maio de 2013)

Outro entrave que surgiu com a edição da MP foi a dúvida de como tratar as usinas que, dotadas de uma expectativa de direito de terem suas outorgas prorrogadas sem as condições que lhes foram colocadas, comercializaram sua energia no ACR, por meio de leilões de energia existente ou mesmo de energia nova (ampliação).

Ao determinar que a prorrogação das concessões de geração de energia hidrelétrica implicaria a alocação da garantia física das usinas ao regime de cotas, a Lei nº 12.783, de 2013, normatizou também que o concessionário de geração deveria promover redução nos montantes contratados dos CCEARs de energia nova ou existente vigentes.

A situação, portanto, é exceção não prevista pelo legislador, visto que foi prorrogada a concessão da Usina, com a integralidade da energia no regime de cotas, desconsiderando-se que a garantia física associada à ampliação da UHE já tinha sido negociada em Leilão de Energia Nova, ou mesmo parcela da usina tenha sido comercializada em leilão de energia existente.

Ainda que o agente desejasse manter o CCEAR, e para isso adquirisse contratos de terceiros para substituir esse lastro, não poderia fazê-lo, dada a inexistência de cláusula contratual expressa para tratamento de situações como essa.

Com isso, a diretoria colegiada da ANEEL decidiu, para o caso específico da ampliação da Usina Hidrelétrica Porto Góes (10MW, de propriedade da EMAE), por determinar a rescisão dos CCEARs provenientes do 1º Leilão de Energia Nova de 2005, bem como que as distribuidoras que contrataram essa energia deverão ter eventual exposição decorrente da descontratação reconhecida como involuntária, até o início do suprimento da energia em que for possível recompor a descontratação. Para este caso, a ANEEL informou ainda que o preço pago pelos consumidores no regime de cotas dessa Usina, R\$ 35,72/ MWh , é inferior ao dos referidos CCEARs, R\$ 168,92/ MWh.

Ainda com relação aos resultados da MP referida, e considerando a importância do livre acesso ao sistema de transmissão para atrair o capital privado para a geração, podem ser citados os procedimentos adotados pela ANEEL para cálculo extraordinário da TUST, tendo em vista as condições estabelecidas pela MP citada, convertida na Lei nº 12.783, de 2013.

Conforme disposto na Nota Técnica nº 092/2013-SRT/ANEEL⁶², que apresentou as premissas para construção da base de dados para o novo procedimento de cálculo das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) a partir do ciclo tarifário 2013-2014, a diminuição da RAP

⁶² Audiência Pública ANEEL nº 40, de 2013.

decorrente da depreciação acumulada das instalações de transmissão e da indenização correspondente às instalações de transmissão ainda não depreciadas (movimento realizado em decorrência da MP 579, de 2012) foi alocada somente ao segmento consumo. Esses itens referem-se à antecipação da diminuição de receita associada ao fim das concessões, que originalmente ocorreria em julho de 2015.

Após inúmeras contribuições dos agentes durante audiência pública aberta para esse fim, a diretoria colegiada da Agência decidiu, por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 559, de 27 de junho de 2013, que, a partir do ciclo 2015-2016, utilizar-se-á novamente a mesma receita para os segmentos geração e consumo, uma vez que, conforme voto condutor da decisão referente ao cálculo extraordinário de TUST, *“a expectativa diante da legislação anterior a Medida Provisória n. 579/2012 era a de que; ao término das concessões, os bens reversíveis seriam revertidos a União e os serviços seriam relicitados, sem carregarem necessidade de remuneração pelos ativos depreciados”*. Com isso, retoma-se a condição vigente até a publicação da MP, já que, conforme procedimentos de cálculo da TUST praticados no Setor Elétrico, a Receita Anual Permitida total referente ao uso das instalações de Rede Básica é rateada em partes iguais entre o setor de consumo e o de geração, motivo pelo qual a permanência do benefício apenas para o setor de consumo iria contra as expectativas dos agentes.

O que se quer destacar com essa medida desenhada pela ANEEL é a importância de se discutir previamente, por meio de audiências e consultas públicas, bem como por Análise de Impacto Regulatório, as regras que serão apresentadas, proporcionando previsibilidade e confiança aos investidores.

9.2. As Externalidades

As notícias não cessam. Na data recente de 06 de janeiro de 2013 foi publicado no jornal “Correio Braziliense” conteúdo intitulado *“O risco de ter como sócio o governo”* afirmando que *“[E]m um Estado cada vez mais intervencionista, as empresas de capital aberto sob controle estatal alertam o mercado para os prejuízos que o peso da mão do governo pode causar aos demais acionistas”*. O texto discorre sobre documentos elaborados pelos departamentos de relação com investidores em que as companhias estatais alertam, nas seções de risco, que têm o governo como controlador e que os gestores escolhidos por ele podem levar as companhias a decisões políticas que, muitas vezes, avançam na direção oposta aos

objetivos empresariais. O texto afirma que nos últimos anos Eletrobrás, Petrobras e Banco do Brasil perderam, em conjunto, mais de R\$ 200 bilhões em valor de mercado.

É nesse sentido que alguns economistas criticam as políticas de governo adotadas pela Presidente Dilma Rousseff, na medida em que se utilizam, muitas vezes de forma imprevisível e intervencionista, de setores estratégicos para alcançar seus fins. Antecipar a renovação das concessões para reduzir as tarifas de energia elétrica visando abater a inflação já no início de 2013 é o que caracteriza o dito popular na economia “rabo balançando o cachorro”.

Há muito já se discutia sobre o final das concessões⁶³, com sinalização para renovação, mas faltou transparência e sinalização do Poder Concedente sobre como esse processo tramitaria. Foi dado somente 30 dias para contatar acionistas, discutir as condições e decidir por renovar ou não as concessões, conforme §1º do art. 11 da Lei nº 12.783: *[N]os casos em que o prazo remanescente da concessão for inferior a 60 (sessenta) meses da publicação da Medida Provisória nº 579, de 2012, o pedido de prorrogação deverá ser apresentado em até 30 (trinta) dias da data do início de sua vigência.* Tudo isso teve de ser feito sob a égide de uma Medida Provisória, convertida na Lei citada somente em 11 de janeiro de 2013, após a assinatura dos aditivos contratuais.

A recusa das estatais CESP, Copel e CEMIG pela renovação das concessões de suas usinas hidrelétricas sinaliza, desconsiderando a priori a questão política envolvida, a preferência por correr o risco de participar de novas licitações quando do fim do prazo das referidas concessões, cuja tarifa máxima será a que foi oferecida a esses concessionários, a ter que aceitar as condições para a prorrogação.

Há outras medidas ainda adotadas pelo governo que provocaram discussões sobre o excesso de intervencionismo estatal no setor elétrico, tais como a Resolução nº 03 do CNPE, que determinou novas regras de precificação da energia para incluir custos decorrentes do despacho das usinas termelétricas, e o Despacho nº 627 da ANEEL, que suspendeu a liquidação das operações de venda de energia no mercado livre em janeiro de 2013. Em seguida, a ANEEL recuou e a liquidação das operações de venda de energia no curto prazo, que havia sido suspensa por conta do Despacho citado, foi retomada.

⁶³ Na geração, 20 contratos de concessão tinham prazo de vencimento até 2017, totalizando 25 mil megawatts, equivalentes a cerca de 20% do parque gerador, sendo que 15 mil megawatts foram renovados (60% do total). Na transmissão foram 9 contratos, com prazos de vencimento em 2015, totalizando 85 mil quilômetros, representando 67% da Rede Básica do Sistema Interligado Nacional (SIN), todos renovados. No caso da distribuição são 44 contratos, com prazos de vencimentos entre 2015 e 2016, representando 35% do mercado consumidor.

Na sequência, ainda com relação à Resolução CNPE nº 03, de 2013, em decorrência de liminar judicial concedida às entidades que representam parte dos geradores (Abragel e Apine), comercializadores (Abraceel) e até as termelétricas (Abraget), a liquidação financeira do mercado de curto prazo realizada pela CCEE, referente ao mês de abril⁶⁴, ficou suspensa (novamente) de 6 de junho até 12 de julho de 2013. Isso porque a liminar revogou a validade dos artigos 2º e 3º da resolução citada, mas manteve a revogação de normas da resolução anterior (artigo 5º), impedindo a CCEE de promover a contabilização - pela ausência de regras para tanto - e, portanto, a liquidação financeira⁶⁵.

De acordo com informações da própria CCEE, em seu *site* na *internet*, os ajustes necessários para a realização da liquidação do mês de abril (2013) levaram em conta as liminares obtidas por diversas associações e agentes do mercado que sejam agentes da CCEE - que ficam assim excluídos do rateio dos encargos de segurança energética de que tratam os artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 3, de 2013, restando aos demais, não alcançados pela liminar, o pagamento do referido encargo. Não há previsão para o fim da discussão judicial.

A CCEE também voltou a calcular e publicar os Preços de Liquidação de Diferenças finais (PLD_{final}) a partir da segunda semana operativa de junho de 2013. Os preços não eram divulgados desde quando a CCEE tomou conhecimento da liminar que suspendia a referida resolução.

Até a edição da referida resolução, o custo adicional devido à operação das térmicas incidia somente aos consumidores regulados (repassado pelas distribuidoras) e aos consumidores livres (as grandes empresas). Com a publicação da resolução CNPE, entre abril e julho deste ano, até que se efetive a implementação da metodologia de aversão a risco nos programas computacionais⁶⁶, estabeleceu-se que metade da conta seria rateada também com comercializadores e geradores.

Ou seja, o PLD originalmente calculado pelos modelos de otimização NEWAVE e DECOMP seria acrescido de um valor denominado Δ PLD, relativo ao despacho das térmicas (por decisão do CMSE), que seria rateado da seguinte forma: 50% entre todos os agentes de mercado, mediante ESS por motivo de segurança energética; e 50% entre os agentes compradores no mercado de curto prazo. A parcela do rateio a ser realizado entre todos os

⁶⁴ Permanecem as incertezas para os meses seguintes.

⁶⁵ Liquidação financeira refere-se ao acerto das diferenças entre energia gerada, consumida e contratada pelos agentes.

⁶⁶ Será utilizada uma Curva de Aversão a Risco – CAR interna aos programas computacionais, baseada na adoção, por submercado, de uma curva quinquenal de segurança de armazenamento dos reservatórios equivalentes das usinas hidrelétricas.

agentes de mercado seria proporcional à sua energia comercializada nos últimos doze meses, incluindo o mês corrente, de acordo com as novas normas, mediante processo de contabilização e liquidação da CCEE. Em agosto, a previsão é que o custo das térmicas deixe de ser cobrado em separado e passe a ser internalizado nos programas computacionais que calculam o PLD.

Além de passar a ter que dividir a conta do ESS com os consumidores, outro ponto que incidiu queixas por parte dos geradores foi o das regras de transição. Como a resolução, publicada em 06 de março de 2013, estabeleceu que a partir da primeira semana operativa de abril de 2013 e até que se internalize os mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, o custo do despacho adicional será rateado entre todos os agentes de mercado, proporcionalmente à energia comercializada nos últimos doze meses, inclusive o mês corrente, criou-se uma regra cujos efeitos recaem sobre resultados passados, cujas decisões foram tomadas sob vigência de outra regra.

Essas atitudes assustam por alterarem regras de forma inesperada, sem prévia discussão com os agentes. Com a necessidade de novos investimentos em infraestrutura, o compromisso do governo federal com a segurança jurídica e a estabilidade regulatória é requisito essencial.

Do ponto de vista institucional, a segurança jurídica está relacionada à existência de instituições estatais dotadas de poder e de garantias suficientes para garantir o funcionamento do Estado de direito, impondo a supremacia da Constituição e das leis, e sujeitando-se a elas.

Já sob o aspecto subjetivo, a segurança jurídica refere-se à proteção da confiança, que impõe tanto à Administração quanto ao concessionário o dever de agir com coerência, lealdade e boa-fé objetiva.

Desse modo, a segurança jurídica mostra-se como um princípio que garante certo grau de previsibilidade acerca das condutas da Administração Pública perante os administrados, e destes para com aquela, de que não serão surpreendidos por uma mudança de orientação, especialmente se esta lhes for prejudicial.

Nesse contexto, as agências reguladoras ganham papel crucial. Foram criadas para regular e fiscalizar setores essenciais à economia, tais como energia, telefonia, petróleo e gás, saúde, água, aviação e transporte terrestre.

As decisões das agências reguladoras envolvem elevado conteúdo técnico e interferem de forma profunda na sociedade. Portanto, devem ser autônomas, independentes, imparciais, eficientes e ter dirigentes de notório conhecimento e ilibada reputação. É necessário dotá-las

de orçamento próprio condizente e evitar o intervencionismo governamental ou ideologias, de esquerda ou de direita. Não se deve esquecer de que são autarquias que servem ao Estado brasileiro e não a governos.

A recente nomeação para diretor geral interino da ANEEL de técnico proveniente de seu quadro funcional, experiente e respeitado, foi um sinal bem recebido pelo mercado. O arquivamento do Projeto de Lei nº 3.337/2004 ("Lei Geral das Agências Reguladoras"), que retirava autonomia e independência das agências e aumentava a ingerência política também foi uma decisão considerada positiva.

O governo federal, ainda que timidamente, parece acenar para os investidores, tentando reaproximá-los. Aguarda-se, contudo, atitudes mais concretas a demonstrar seu compromisso com a tão necessária segurança jurídica e estabilidade regulatória.

Em entrevista para o Jornal "O Globo" (2013), Armando Castelar, coordenador de Economia Aplicada do Ibre/FGV e professor do Instituto de Economia da UFRJ, lembra que os investimentos estão patinando: *"Todo o pacote bilionário do governo em infraestrutura logística, além de ainda não ter saído do papel, traz uma questão complicada: grande parte deste investimento, apesar de ser chamado de privado, depende do BNDES, da garantia de retorno do governo, ou seja, está atrelado ao gasto público"*.

Na mesma entrevista, o advogado Fernando Facury Scaff, sócio do Silveira, Athias, Soriano de Mello, Guimarães, Pinheiro & Scaff Advogados entende que este governo alterou muito "as regras do jogo", atingindo os setores de petróleo, energia, estradas, ferrovias, portos, telefonia e mineração, afirmando que sente esta dificuldade entre seus clientes, por causa da mudança legal: *"Primeiro pela insegurança que traz ao empresário e, em um segundo momento, pelo aumento dos litígios, do número de processos, para garantir direitos adquiridos e que foram alterados por problemas causados com a interpretação das novas regras"*. Ele afirma que estes problemas de adaptação, que leva a uma suspensão - ao menos temporária - de investimentos, ocorrem mesmo quando as mudanças legais são positivas. *"Parte dessa insegurança que afeta os investimentos irá para depois de 2015, disse"*.

O especialista em contas públicas Mansueto Almeida destaca que, além de solidez fiscal, os investidores precisam de regras claras. Ele destaca que a equipe econômica precisa mostrar que os investimentos terão retorno, independentemente de quem ganhe a disputa presidencial (O Globo, 2013).

Além do intervencionismo estatal verificado recentemente no setor elétrico e das incertezas quanto ao cumprimento de regras pré-estabelecidas, inclusive por parte da ANEEL, ainda podem ser citadas as inseguranças quanto às externalidades negativas decorrentes de disputas internas da União. Um exemplo claro e recente é a suspensão do benefício do Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura (Reidi), regime instituído pela Lei nº 11.488, de 2007, que suspende cobrança de PIS/PASEP e COFINS bem como PIS/Pasep-Importação e Cofins-Importação em projetos para implantação de obras de infraestrutura nos setores de transportes, portos, energia, saneamento básico e irrigação.

Com entendimento de que não há competência legal para atuar na fiscalização do benefício e, portanto, na renúncia de receita por parte da União, os ministérios setoriais decidiram suspender a aprovação dos projetos a serem habilitados até que sejam definidas novas regras que os eximem de responsabilidades na transferência de informações sigilosas entre beneficiários e a Receita Federal.

Isso porque a Receita Federal publicou Instrução Normativa (IN RFB nº 1.307, de 27 de dezembro de 2012), impondo obrigação assessória aos ministérios setoriais de preencher uma declaração (Declaração de Benefícios Fiscais - DBF) com informações de investimentos dos beneficiários e responsabilizando-os pela não apresentação no prazo estabelecido ou pela apresentação com incorreções ou omissões, prevendo inclusive aplicação de penalidades.

Com isso, verificou-se total incerteza por parte dos investidores quanto à aplicação do benefício nos projetos que serão licitados no horizonte próximo e, notadamente, preocupação por parte dos vencedores nos leilões já realizados que contaram com o benefício e que se encontram impedidos do usufruto. Com isso, verifica-se risco concreto de atraso nas obras. *"Isso traz insegurança e incerteza para o investidor"*, protesta o presidente da Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (Apine), Luiz Fernando Vianna, em matéria apresentada pelo veículo "Valor Econômico", de 26 de junho de 2013. Além da indefinição sobre os projetos existentes, segundo ele, essa situação complica o desenho de ofertas nos próximos leilões de geração e de energia. *"Qual é o preço que você considera, a partir de agora, para colocar um projeto nos leilões?"*, questiona o executivo. *"A tarifa é uma com o Reidi e outra sem os descontos tributários que ele dá. Os agentes acabam ficando sem parâmetros."*

Frise-se que, conforme discutido no capítulo 8, este benefício é considerado previamente na definição do Custo Marginal de Referência (CMR) dos leilões de energia nova.

9.3. Conclusões do Capítulo

Desde 11 de setembro de 2012, quando foi anunciada a decisão de reduzir as tarifas de energia elétrica, por meio da MP 579, o setor elétrico tem vivido uma série de imprevistos. Alguns deles têm preocupado as empresas que atuam no setor.

A proposta oferecida pelo Poder Concedente, de prorrogação antecipada mediante venda de energia a preços reduzidos dos contratos de concessão de geração vincendas até 2017, não foi bem recebida pelos investidores, que tiveram pouco tempo para tomar uma decisão, o que levou muitos geradores a optar pela não prorrogação de sua concessão.

Diante dessa situação somada ao cancelamento do Leilão de Energia Existente (A-1) previsto para ocorrer no final de 2012, as distribuidoras de energia elétrica ficaram descontratadas a partir de janeiro de 2013 em um volume de aproximadamente 2 GW médios, estando sujeitas ao pagamento do PLD pelas suas exposições. Esse custo vem sendo suportado pelo Tesouro Nacional, de modo a manter a prometida redução tarifária média de 20%. Primeiro mediante edição da Medida Provisória nº 605, de 2013, cujo prazo para votação no Congresso caducou; depois por meio do Decreto nº 8.020, de 29 de maio de 2013, que estabeleceu que a ANEEL deverá autorizar o repasse antecipado de sete meses dos recursos da CDE para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, relativo ao exercício de 2013. Por fim, o conteúdo foi acrescentado à MP 609, convertida na Lei nº 12.839, de 9 de julho de 2013, que trata da desoneração dos produtos que compõem a cesta básica.

Isso porque, diante de uma conjuntura de carência de chuvas e de reservatórios com baixo nível de armazenamento, as usinas térmicas tiveram de ser acionadas. Com isso, criou-se uma vultosa conta a ser paga. Pelas regras até então vigentes, os ônus desse custo decorrente da compra de energia recaem sobre o consumidor de eletricidade. Entretanto, uma nova regra foi imposta visando evitar que a redução média prometida de 20% nas tarifas deixe de chegar ao bolso do consumidor.

O cenário poderia ter sido pior caso o crescimento econômico não estivesse abaixo do esperado, situação que tem contribuído para a manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda por eletricidade, ainda que essa ajuda não caracterize situação desejada pelo País.

Com a edição da Resolução nº 03 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), publicada em 08 de março de 2013, os produtores e comercializadores de geração passaram

também a ser responsáveis por parcela do ônus do abastecimento emergencial devido à carência de chuvas do período. A alocação dos custos da geração térmica que é despachada por motivos de segurança energética passou a ser por todos os agentes participantes do mercado, e não somente aos consumidores.

Com isso, parece natural que os dois segmentos (geração e comercialização) embutirão no custo do produto o novo ônus, acrescido dos riscos financeiros, devido à incerteza em relação aos valores futuros do novo encargo criado, e dos riscos regulatórios, considerando ampliada a percepção de risco em relação às novas intervenções do Poder Concedente no setor.

Além de garantir a redução das tarifas para o consumidor, o principal motivo levantado para essa decisão ser tomada em um momento como este é a tentativa de não onerar demasiadamente o Tesouro Nacional, que vem bancando a despesa para os consumidores do ambiente regulado mediante adiantamento de receitas às distribuidoras, que já estão em desequilíbrio financeiro⁶⁷.

Mas o que causou maior desgaste com os produtores e comercializadores de energia em decorrência da publicação dessa Resolução do CNPE foi a decisão de ratear o custo retroativamente, não havendo possibilidade de repasse para o consumidor, restando o ônus somente para o segmento produtivo. Ou seja, a Resolução CNPE nº 03, de 2013, criou um ônus adicional para a energia que foi gerada e comercializada pelos agentes desde maio de 2012.

A expectativa no longo prazo, do ponto de vista dos investidores em geração de energia elétrica é que os custos recairão novamente sobre os consumidores. Esses custos serão ainda somados aos riscos regulatórios que terão impactos diretos nas tarifas futuras em virtude da violação da segurança jurídica, da redução da confiança, da transgressão ao ato jurídico perfeito, do direito adquirido e da vedação à aplicação retroativa de nova interpretação de norma administrativa (Medeiros R. , 2013).

A implantação repentina de uma regra polêmica que produz impactos imediatos e significativos sobre os agentes levou à sua contestação jurídica. A questão ganhou tamanha proporção que os agentes recorreram em massa ao judiciário, que entendeu pela ilegalidade da medida, concedendo liminar a vários conjuntos de agentes isentando-os (ao menos temporariamente) dos pagamentos adicionais que teriam de realizar sob a nova regra.

⁶⁷ Especialmente por estarem expostas ao PLD, em decorrência da exposição involuntária, e por conta dos custos com parcela variável (combustível) dos contratos de disponibilidade celebrados. Ambos estes custos só são reconhecidos quando da revisão ou reajuste tarifários.

A possibilidade de recorrer ao judiciário é um aspecto positivo dentro da Dotação Institucional do Brasil. Trata-se de salvaguarda essencial aos investidores que buscam, naturalmente, reduzir seus riscos e elevar seus lucros. Se há um judiciário independente, regras administrativas não poderão restringir sua atuação, adicionando credibilidade ao país.

Outros aspectos considerados na tomada de decisão por parte de investidores são as salvaguardas: i) governo não unificado, possibilitando recurso junto ao Congresso Nacional; ii) Pouca alternância de partidos no governo, reduzindo o risco de mudança das regras; e iii) regras definidas em contrato e respeitadas (Levy & Spiller, 1995).

Além da questão isolada das intervenções no setor elétrico brasileiro, o país como um todo parece não acompanhar as expectativas criadas nos anos recentes para o investimento. Em reportagem da revista “Veja” (junho de 2013), intitulada “Brasil despenca para o sexto lugar em *ranking* de atração de investimentos”, uma pesquisa revela alguns motivos apontados por investidores que levaram o Brasil a deixar de ser um dos países mais atrativos para investimento naquele setor⁶⁸, destacam-se: i) aumento da competição de fundos no mercado brasileiro, ii) preços altos dos ativos e iii) risco político. Com isso, em dois anos o país, que era líder na atração desse tipo de investimentos, despencou para a sexta posição neste ano, de acordo com um estudo da Empea, uma associação com sede em Washington e formada por 320 fundos, que atuam em países emergentes e administram um trilhão de dólares em recursos.

O texto afirma ainda que no mês de maio de 2013, em painel de discussões sobre mercados emergentes promovido pela Universidade de St Gallen, na Suíça, o megainvestidor Arif Naqvi, presidente do fundo de *private equity*, Abraaj Capital, disse, sem hesitar, que o Brasil é considerado por ele um país pouco atraente para investimentos. Segundo o paquistanês, o intervencionismo econômico e o ego do governo brasileiro espantam qualquer tentativa de se obter ganhos satisfatórios em operações no país.

A edição de 27 de junho de 2013 do Jornal “Correio Braziliense” apresentou ainda a condição de alerta em que se encontram os investidores em setores de infraestrutura. A notícia, intitulada “Concessões ficam ameaçadas” afirma que os congelamentos de tarifas públicas de transportes e energia, motivados pela atual onda de manifestações, ameaçam o pacote de concessões de infraestrutura planejado pelo governo. “*Ao ceder ao apelo das ruas, os governos estaduais e municipais sinalizaram aos investidores que a remuneração de*

⁶⁸ investimentos em fundos de *private equity* - especializados em investir em empresas que ainda não estão listadas na bolsa de valores - e de pensão.

concessionária está ameaçada e a relação contratual ficou frágil. Daí o nervosismo verificado esta semana na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBovespa)”.

“Apesar de haver um grande interesse de investidores estrangeiros nos projetos, eles começam a olhá-los com mais moderação”, comentou Marlon Ieiri, advogado do escritório FHCunha e assessor de potenciais candidatos nos certames de grandes concessões. Ele acrescenta que a variação cambial também deixou o cenário ainda mais nebuloso para a rentabilidade dos contratos futuros, além do fantasma da ingerência política sobre os critérios para reajustes tarifários.

O texto afirma ainda que *“o cenário adverso do risco político sobre as concessões foi deflagrado no último dia 19, quando os prefeitos das principais cidades do país optaram pela suspensão do aumento das tarifas de ônibus. Desde a semana passada, as ações da estatal de eletricidade Copel (PR) acumulam fortes perdas na bolsa após o governador Beto Richa (PSDB) pedir à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) que não dê aumento da conta de luz”*, em atendimento às pressões populares recentes.

“Caímos assim em um caso clássico: tarifas congeladas por razões políticas, mas custos em alta por causa da inflação e de falhas do sistema. Se continuar assim, a consequência também é clássica: param os investimentos e o serviço piora”, disse Carlos Alberto Sardenberg, em matéria para o Jornal “O Globo”, de 27 de junho de 2013.

“Muita gente acha que basta eliminar a corrupção e lucros excessivos das empresas para que todos os objetivos sejam alcançados. Infelizmente não é assim”, afirmou ainda. *“Há corrupção, certamente, e deve haver gorduras em muitas tarifas de diversos setores, mas o problema maior é a falta de investimentos e de produtividade. Ou seja, é preciso colocar dinheiro novo em todo o setor de infraestrutura”*.

O governo federal e muitos estaduais decidiram-se pelas privatizações exatamente em busca de capital e eficiência. Mas ficou evidente que o setor privado vai agora refletir bem antes de entrar em qualquer negócio, considerando a pressão popular e política contras as tarifas - a receita do setor.

Diante de todo o exposto, com as frequentes intervenções do governo sobre as regras vigentes, com destaque para o setor elétrico, verifica-se uma forte tendência de redução dos investimentos nesse setor no período subsequente, o que pode contribuir bastante para a continuidade do irrisório crescimento econômico do país.

As necessidades aventadas pelos investidores em geração de energia elétrica na atualidade são muitas. Citem-se algumas delas (Medeiros R. , 2013):

- diálogo franco e construtivo com o setor produtivo, representado legitimamente por suas associações setoriais; melhoria do sistema de preços da energia elétrica com maior transparência, menos subsídios e menor ônus aos cofres públicos;
- aprimoramento do processo de planejamento setorial para que haja concatenação entre a entrada de nova geração e redes de transmissão, evitando o ocorrido este ano em muitos projetos eólicos;
- isonomia de regras entre os ambientes de contratação regulada e livre, de modo a atrair investimentos em expansão do parque gerador voltada para o mercado livre, como exemplo a definição e validade da garantia física dos empreendimentos e o acesso às ICGs; e
- insistir na construção de usinas hidrelétricas com reservatórios, tendo em vista os inúmeros impactos positivos que trazem para o país.

10. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

A participação do setor privado nas atividades de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica no Brasil ganhou vigor a partir da reestruturação do setor iniciada em 1995, por meio de reformulação do arcabouço legal, o qual vem sendo objeto de contínuos aperfeiçoamentos, cabendo destaque para os marcos legais de 1998 e de 2004.

Entre esses marcos existiram importantes diferenças de enfoque. Os de 1998 se preocuparam em tornar o setor institucionalmente estruturado (com regulador, operador independente e mercado atacadista de energia) e fortemente atrativo para o capital privado (redução de riscos, contratos de concessão com cláusulas econômicas pré-fixadas e financiamento pelo BNDES). Já aqueles de 2004 visaram à segurança de abastecimento (contratação de 100% da demanda, centralização do planejamento e da oferta de novos empreendimentos para serem licitados) e a modicidade tarifária, proibindo o “*self-dealing*”⁶⁹ e separando o mercado em regulado e livre, com outorga de concessões de geração pelo menor preço para o mercado regulado.

No entanto, a percepção de que as inovações trazidas pelo Primeiro Ciclo de Reformas do SEB ainda eram insuficientes para oferecer a confiança requerida pelos investidores em geração de energia elétrica e para garantir a segurança no abastecimento não se deu naturalmente. A constituição do Novo Modelo do SEB, marcada pela publicação das Leis n^{os} 10.847 e 10.848, ambas de 2004, se dá em grande parte devido à crise do racionamento que se iniciou em 2001, fazendo-se necessário rediscutir os incentivos à expansão da geração. O modelo de mercado totalmente livre não estava, na prática, fornecendo os incentivos adequados para os investimentos neste segmento. Optou-se por um modelo concorrencial regulado, resguardando as distribuidoras da exposição ao ambiente de livre competição, que vigorava no modelo anterior.

A conjugação dos requisitos trazidos pelo Novo Modelo, de 100% de cobertura das cargas e de 100% de contratos lastreados com garantia física própria ou de terceiros para essa cobertura, criou uma ligação entre o crescimento de carga e a construção de nova capacidade, minimizando os riscos de desabastecimento. Mas como isso ocorreu? Vejamos. A obrigação dada às concessionárias de distribuição de contratar a energia para atender 100% de sua carga por meio de leilões regulados (regra geral) fundamenta-se nos seguintes objetivos: i) contratar energia para os consumidores cativos pelo menor preço possível, colaborando com a

⁶⁹ Autocontratação dentro de empresa verticalizada.

modicidade tarifária; ii) conceder ao investidor um contrato firme de suprimento de energia elétrica que funcione como uma garantia de receita na obtenção de financiamento; e iii) proporcionar os incentivos corretos para a expansão da geração, combinando planejamento e instrumentos de mercado.

Desse modo, buscou-se a eficiência na contratação de energia e a transparência na definição de seu preço de repasse ao consumidor final, na medida em que os leilões de energia nova são realizados com base nas previsões de demanda por parte das distribuidoras para os cinco ou três anos seguintes, podendo repassar o excedente às tarifas dos consumidores, limitado a 5% de sua carga (regra geral). Além disso, a obrigação dos vendedores celebrarem CCEARs com todos os distribuidores que declararam interesse em participar de determinado leilão minimiza os riscos de inadimplência por parte das concessionárias de distribuição, tanto para o agente gerador quanto para a instituição financiadora das obras.

Para alcançar os objetivos expostos, são essenciais o planejamento estrutural realizado pela EPE na provisão de novos empreendimentos estratégicos e a participação do empreendedor privado na execução das obras.

Já com relação à obrigação de 100% dos contratos estarem lastreados com garantia física própria ou de terceiros, essa medida buscou a suficiência na geração, de modo a garantir que cada MWh consumido no país seja coberto por contrato de compra de energia e que estes sejam lastreados por uma geração física, agregando segurança no suprimento.

Com a composição dessas regras, o Novo Modelo permitiu que o requisito de cobertura por garantia física assegure que a capacidade construída seja adequada para atender ao crescimento de carga, e que o requisito de cobertura do contrato faça do crescimento da carga angariador para a expansão da oferta. Com isso, conforme citado anteriormente, criou-se uma ligação entre crescimento de demanda e entrada de novos projetos, o que incentiva a expansão da oferta.

A Lei nº 10.848, de 2004, previu ainda mudança de critério para obtenção de outorga, que passou de maior proposta de pagamento pelo Uso do Bem Público para o de menor preço ofertado no ACR. Essa medida agregou modicidade tarifária e acesso ao crédito e financiamento de longo prazo para realização das obras (novos empreendimentos). Isso porque o concessionário vencedor de licitação para compra e venda de energia elétrica já sai com dois contratos: o Contrato de Concessão de Uso do Bem Público e o Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), que poderão ser usados como garantia de

receita futura junto às instituições financeiras que, devido à garantia de fluxo de caixa futuro das vencedoras, tenderão a oferecer menores taxas.

Para retomar as obras das usinas já outorgadas no modelo anterior, que estavam paradas, o Novo Modelo previu ainda a possibilidade de comercialização da energia dessas usinas nas mesmas condições daqueles originalmente caracterizados como “novos empreendimentos de geração”, nos leilões que se realizaram até o ano de 2007. Foram as chamadas usinas “botox”. Com isso, viabilizou-se a construção das usinas antigas por meio de contratos de longo prazo com as distribuidoras.

As redefinições de rumo e o estabelecimento de marco regulatório claro configurados especialmente a partir do Novo Modelo provocaram estabilidade e condições favoráveis para o investimento. A partir do novo arranjo institucional obras foram retomadas, recuperou-se o investimento na expansão da oferta e reduziu-se a incerteza na execução dos projetos.

Diante do Novo Modelo, a redução dos riscos do gerador aparece evidente, especialmente considerado quatro fatores: i) leilões específicos para contratação de nova energia; ii) respeito aos contratos existentes; iii) celebração de contratos de venda de energia de longo prazo, com garantia de repasse dos custos de aquisição às tarifas dos consumidores finais; e iv) licença ambiental prévia dos empreendimentos candidatos.

Destaque-se a exigência de Licença Prévia (LP) dos empreendimentos a serem licitados, eliminando a incerteza existente no modelo anterior, o que diminuiu os riscos ambientais para o empreendedor, contribuindo, assim, para a redução do custo de energia, em razão da diminuição do risco do empreendimento na precificação da energia.

Com relação às condições econômicas e regulatórias do país, as melhorias identificadas na última década possibilitaram a redução do custo de capital próprio (em termos reais) de 11,86%, em 2008, para 8,42% em 2012. Antes dos fatos mais recentes que orbitam tanto o setor elétrico quanto o cenário político-econômico brasileiro, o país vinha ocupando internacionalmente posição de destaque, com reflexo em consecutivas melhoras do *rating* do Brasil pelas agências de classificação de risco.

No entanto, o cenário atual é de reflexão por parte dos investidores. O baixo crescimento econômico verificado no ano de 2012, a recente revisão da perspectiva do *rating* do Brasil para “negativa”, pela agência de classificação de risco *Standard & Poor's* (S&P), conforme apresentado no capítulo 8, bem como a evolução do ambiente regulatório e as incertezas quanto à modificação de regras têm alterado o interesse de investidores.

Adicionem-se ainda as perspectivas de aumento do risco político, em decorrência das recentes manifestações populares que vem percorrendo todo o país. Exemplo disso é a reação do mercado após solicitação por parte do governo do estado do Paraná, acionista controlador da concessionária de distribuição local (Copel), para que a ANEEL aprovasse aumento parcial das tarifas. Temendo que a aplicação integral do índice calculado pela ANEEL ampliasse os efeitos das manifestações, a solicitação por parte do estado provocou uma queda de 16,7% nas ações da Copel na Bovespa em apenas um dia.

No que se refere à definição de risco regulatório associado ao segmento de geração de energia elétrica, o tratamento que se tem dado pela EPE em sua metodologia de cálculo do custo de capital para projetos de UHEs, é que, com a instituição do Novo Modelo, esse montante é nulo, considerando que o segmento de geração não apresenta características de segmento regulado e que os contratos (CCEARs) são instrumentos bilaterais entre geradores vendedores e distribuidoras compradoras.

Cabe ressaltar, no entanto, os recentes empecilhos para conclusão das obras (sem atraso) a serem enfrentados por vencedor de licitação para outorga de UHE. Isso porque a capacidade instalada disponível encontra-se em localidades remotas e de difícil acesso no norte do país, com dificuldades geográficas intrínsecas à região, ficando cada vez mais próximo de comunidades indígenas. Invasões das populações ribeirinhas e greves dos operários das obras são obstáculos frequentes, ilustrando as dificuldades ambientais e sociais enfrentadas pelos investidores nos últimos anos.

Para criar cenário propício ao investimento privado, verificou-se nas últimas décadas uma necessidade de atualização do sistema regulatório para adaptá-lo à realidade existencial, especialmente em razão do fator velocidade. Esta necessidade mantém-se constante e compõe característica intrínseca ao setor elétrico. Regulamentos estanques tornaram-se incapazes de atender às necessidades de setores tão complexos como esse, em constante atualização dos fatores influentes sobre os rumos do setor, tais como o tecnológico e o econômico. A dinâmica regulatória que envolve a gestão de um setor estratégico como o da energia elétrica requer constantes ajustes e adaptações às circunstâncias vivenciadas.

Com relação às políticas adotadas para o setor elétrico mais recentemente, a edição da MP 579, de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 2013, objetivando pôr em prática a promessa da presidente de baixar a conta de luz em cerca de 20% no ano de 2013, encetou uma série de ocorrências que, juntas, marcaram o que Fábio Amorim da Rocha chamou de “Quinto

Modelo”, em matéria escrita para a Agência CanalEnergia, em 03 de julho de 2013. Em síntese, a redução nas tarifas deveu-se a um duplo movimento: diminuição de encargos setoriais e prorrogação de concessões de hidrelétricas e de instalações de transmissão vincendas até 2017.

No que diz respeito aos investimentos já realizados, a referida MP possibilitou que o Poder Concedente autorize a ampliação de usinas hidrelétricas cujas concessões forem prorrogadas nos termos da lei, prevendo que os investimentos realizados para a ampliação serão considerados nos processos tarifários. No entanto, a norma estabeleceu ainda que toda a garantia física de energia e potência da ampliação também terá de ser distribuída no regime de cotas. Essa decisão foi bastante criticada por criar desincentivos a novos investimentos nas concessões vincendas, na medida em que limita as opções de ofertas dos empreendedores, impedidos de negociarem sua energia no mercado livre (ACL).

A MP deixou ainda incertezas. Resta ainda a definir o tratamento que será dado aos investimentos feitos em melhorias, tanto no segmento de geração quanto no de transmissão, até o momento não reconhecidos na receita.

Outra situação não prevista pelo legislador quando da edição da referida MP foram as ampliações das usinas cuja energia foi comercializada em LEN. Nesses casos, foi prorrogada a concessão da Usina, com a integralidade da energia no regime de cotas, desconsiderando-se que a garantia física associada à ampliação da UHE já tinha sido negociada em Leilão de Energia Nova, possibilidade esta prevista em lei. Diante dessa situação, a diretoria colegiada da ANEEL decidiu, por meio do Despacho nº 1601, de 21 de maio de 2013, determinar a rescisão dos CCEARs provenientes dessa condição. Para esses casos, fica pendente a questão jurídica: o agente poderia ter sido habilitado e efetivamente comercializado essa energia em leilão no ACR? Uma vez comercializada a energia e atendidas as condições estabelecidas pelos CCEARs, esses contratos poderiam ter sido rescindidos? A rescisão dos referidos contratos implicou na brusca queda de receita para o agente gerador, conforme mencionado no capítulo 9.

Outro caso bastante discutido recentemente foi a publicação da Resolução CNPE nº 03, de 2013. Até a edição da referida resolução, o custo adicional devido à operação das térmicas incidia somente aos consumidores regulados (repassado pelas distribuidoras) e aos consumidores livres (as grandes empresas). Com a publicação da mesma, entre abril e julho deste ano, até que se efetive a implementação da metodologia de aversão a risco nos

programas computacionais, estabeleceu-se que metade da conta seria rateada também com comercializadores e geradores.

Finalizando, pode-se concluir que os esforços empreendidos no Brasil para permitir e incentivar a participação do setor privado nos serviços de energia elétrica, quer seja nos segmentos de transmissão, distribuição e geração, têm-se mostrado bem sucedidos até a edição da MP 579, de 2012, incluídas as medidas subsequentes aplicadas tanto no setor elétrico em si como nas políticas econômicas, conforme citado ao longo deste trabalho.

10.1. Recomendações

Diante das incertezas apresentadas até aqui, tem-se como desafio o estabelecimento de uma taxa de retorno aplicável aos próximos anos que remunere adequadamente o aporte de recursos realizado no empreendimento. Não se deseja apenas demonstrar qual o valor do custo de capital obtido pelo investidor no passado, ou o exigido na data mais recente, mas sim estimar a expectativa de retorno exigida pelo investidor para o aporte de recursos na respectiva atividade de energia elétrica, considerando a percepção de todos os riscos do negócio de geração de energia elétrica.

As melhorias necessárias e sempre possíveis de implementação apontam para a necessidade de consolidação das condições conceituais da regulação da geração, evitando mudanças bruscas e retrógradas de abordagem, com a devida participação dos agentes envolvidos, seja por meio de audiências e consultas públicas, bem como por Análise de Impacto Regulatório, proporcionando previsibilidade e confiança aos investidores.

Para tanto, é importante ter em mãos um arcabouço legal suficientemente consistente para fixar as diretrizes conceituais firmes e que possam guiar os ajustes regulatórios inevitáveis no decorrer do tempo. O investidor pode até aceitar a mudança de regra, se apoiada em melhorias para o setor e na clareza de sua transição, mas não pode confiar em mercados desregrados.

E não é só isso. O investidor precisa ter segurança em suas decisões. A literatura aponta que a existência de um arcabouço regulatório estável, a estabilidade política e macroeconômica e a credibilidade das políticas governamentais reduzem o risco de expropriação formal e informal e estimula o investimento privado (Bergara, Henisz, & Spiller, 1997).

Frise-se ainda o tema central que tem sido responsabilizado pelos atrasos na entrada em operação de empreendimentos, tanto de geração quanto de transmissão: a questão ambiental.

Evidencia-se também a necessidade de maiores exigências para qualificação dos agentes participantes de novas licitações de concessões, tanto para geração quanto para transmissão, a fim de minimizar riscos de atrasos das obras necessárias a todos os usuários, e à segurança do abastecimento de energia elétrica nacional.

Instituições sólidas, aliadas a boas condições macroeconômicas são responsáveis pela alavancagem das inversões em infraestrutura, graças à percepção por parte do setor privado de que existe um cenário propício ao investimento. Setores estratégicos como energia sofrem com a incerteza e o alto risco, decorrentes da especificidade dos ativos envolvidos. Por isso, a presença de instituições que garantam segurança e proteção à propriedade privada, boas condições de financiamento, baixa volatilidade econômica e celeridade quanto a assuntos burocráticos é fundamental para que projetos do porte de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte concretizem-se.

Atitudes como as verificadas no último ano assustam, por alterarem regras de forma inesperada, sem prévia discussão com os agentes. No atual cenário, em que são necessários pesados investimentos em infraestrutura, fazem-se imprescindíveis indicativos claros de compromisso do governo federal com a segurança jurídica e a estabilidade regulatória, para que novos investimentos privados de longo prazo sejam efetuados e os existentes não se tornem demasiadamente caros, ao precificarem o risco regulatório.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Banco Mundial*. (fevereiro de 2013). Acesso em 20 de maio de 2013, disponível em http://ppi.worldbank.org/explore/ppi_exploreCountry.aspx?countryId=104
- ABRADEE. (s.d.). *ABRADEE*. Acesso em 20 de junho de 2013, disponível em <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/privatizacoes>
- Acemoglu, D., Johnson, S., & Robinson, J. (2001). The Colonial Origins of Comparative Development: An Empirical Investigation. *American Economic Review* 91 (5), 1369-1401.
- Aneel. (23 de fevereiro de 2007). *Aneel*. Acesso em 20 de junho de 2013, disponível em Pesquisa Legislativa: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2007256.pdf>
- Aneel. (2008). Atlas de Energia Elétrica do Brasil 3ª Edição. Brasília.
- Aneel. (09 de fevereiro de 2012). *Nota Técnica n° 36/2012-SRE/ANEEL*. Acesso em 20 de junho de 2013, disponível em Pesquisa Legislativa: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/nren2012475.pdf>
- Aneel. (s.d.). *Encargos*. Acesso em 20 de junho de 2013, disponível em Aneel: <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=527>
- Baer, W., & MacDonald, C. (1997). Um retorno ao Passado? A Privatização de Empresas de Serviços Públicos no Brasil: o Caso do Setor de Energia Elétrica. *Políticas Públicas e Planejamento*, n° 16, 5-38.
- Banco Mundial. (setembro de 2012). Acesso em 28 de maio de 2013, disponível em <http://ppi.worldbank.org/features/September-2012/Energy%20Note%202012%20Final.pdf>
- Banerjee, S., Oetzel, J., & Ranganathan, R. (2006). Private Provision of Infrastructure in Emerging Markets: Do Institutions Matter? *Development Policy Review*, v. 24, n. 2, 175-202.
- Barroso, L., Flach, B., & Bezerra, B. (2012). Mecanismos de Mercado para Viabilizar a Suficiência e Eficiência na Expansão da Oferta e Garantir o Suprimento de Eletricidade na Segunda "Onda" de Reformas nos Mercados Elétricos da América Latina. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 333-380). Rio de Janeiro: Interciência.
- Batista, H., & Beck, M. (09 de junho de 2013). *O Globo*. Acesso em 22 de junho de 2013, disponível em Economia: <http://oglobo.globo.com/economia/riscos-de-inflacao-menos-investimento-em-2015-8631213>
- Bergara, M., Henisz, W., & Spiller, P. (1997). *Political Institutions e Electric Utility Investment: a Cross-Nation Analysis*. Power Working Paper Series, n. 52.
- Brasil, I. A. (2011). *Uma Avaliação da Rentabilidade do Setor Elétrico*. White Paper 4. São Paulo.
- Brasil, I. A. (fevereiro de 2011). White Paper 4. *Uma Avaliação da Rentabilidade do Setor Elétrico*, p. 20 p.

- Camacho, F., Rocha, K., & Fiuza, G. (2006). Custo de Capital de Distribuição de Energia Elétrica - Revisão Tarifária 2007-2009. *Revista do BNDES*, v. 13, n° 25, 231-268.
- Castro, N., Brandão, R., Dantas, G., & Rosental, R. (2013). O Processo de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e os Impactos da MP 579. *GESEL - Texto de Discussão do Setor Elétrico n° 51*.
- CCEE. (14 de dezembro de 2012). *InfoLeilão n° 001*. Acesso em 25 de junho de 2013, disponível em CCEE: www.ccee.org.br
- Costa, M., & Tiryaki, G. F. (2011). Investimento Privado no Setor de Energia do Brasil: Evolução e Determinantes. *Revista Eletrônica de Energia*, 34-57.
- Cubbin, J., & Stern, J. (2005). *Regulatory Effectiveness and the Empirical Impact of Variations in Regulatory Governance: Electricity Industry Capacity and Efficiency in Developing Countries*. World Bank Policy Research Working Paper, n. 3535.
- de Holanda Cavalcanti, T. (2009). O Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro e a Comercialização de Energia - Uma Visão Global. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 555-617). Rio de Janeiro: Interciência.
- Doh, J., & Ramamurti, R. (2003). Reassessing Risks in Developing Country Infrastructure. *Long Range Planning* 36 (4), 337-353.
- Easterly, W., & Serven, L. (2003). Adjustment Undermined? Infrastructure, Public Deficits and Growth in Latin America, 1980-2000. In: C. Calderon, & L. Serven, *The Growth Cost of Latin America's Infrastructure Gap*. Princeton, N. J. : Princeton University Press.
- Easterly, W., & Serven, L. (2003). *The Limits of Stabilization: Infrastructure, Public Deficits and Growth in Latin America*. Washington: Banco Mundial.
- Garcia, M., & Didier, T. (2003). Taxa de Juros, Risco Cambial e Risco Brasil. *pesquisa e planejamento econômico*, Vol. 33, n° 2.
- Gomes, A., Abarca, C., Faria, E., & Fernandes, H. (2002). In: BNDES 50 Anos: Histórias Setoriais, J. Kalache Filho. *O Setor Elétrico.*, 321-347.
- Hall, R., & Jones, C. (1999). Why Do Some Countries Produce So Much More Output Per Worker Than Others? *Quarterly Journal of Economics* 114, 83-116.
- Harris, C. (2003). *Private Participation in Infrastructure in Developing Countries: Trends, Impacts and Policy Lessons*. Working Paper N. 5. Washington: World Bank.
- Henisz, W. (2002). The Institutional Environment for Infrastructure Investment. *Industrial and Corporate Change*, v. 11, n. 2, 355-389.
- Hoskisson, R., Eden, L., Lau, C., & Wright, M. (2000). Strategy in Emerging Markets. *Academy of Management Journal* 43 (3), 249-267.
- Investimentos. (junho de 2013). Brasil despenca para o sexto lugar em ranking de atração de investimentos. *VEJA*.
- Izaguirre, A. (2002). *Private Infrastructure: A Review of Projects with Private Participation, 1990-2011*. Washigton: World Bank.
- J. Chipp, H. (2012). Estrutura da Operação do Sistema Interligado Nacional. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 620-658). Rio de Janeiro: Interciência.

- Lázaro da Silva, A. (2012). Arcabouço Legal e Institucional. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 381-421). Rio de Janeiro: Interciência.
- Levy, B., & Spiller, P. (1995). *The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation*. Cambridge University Press.
- Linhares Pires, J. C. (dezembro de 1999). The Reform Process Within the Brazilian Electricity Sector. p. 23.
- Linhares Pires, J. C., Reis, J. G., & Urani, A. (2004). *Reformas no Brasil: balanço e agenda*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira.
- Lustosa, I. (2006). Valor Normativo e Self-Dealing Efeitos de sua Adoção e Consequências de sua Extinção. In: *Regulação Jurídica do Setor Elétrico* (pp. 481-496). Rio de Janeiro: Lumen Juris.
- Marques de Toledo Camargo, I. (1998). *Noções básicas de Engenharia Econômica*. Brasília: Finatec.
- Medeiros, C. (24 de maio de 2013). *Abraceel*. Acesso em 06 de junho de 2013, disponível em Enase 10 anos: estabilidade regulatória em xeque: http://www.abraceel.com.br/zpublisher/materias/clipping_web.asp?id=95473
- Medeiros, R. (04 de junho de 2013). *Canal Energia*. Acesso em 06 de junho de 2013, disponível em www.canalenergia.com.br: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Artigos_e_Entrevistas.asp?id=95620
- Nasser Doyle de Doile, G. (2012). Regulação do Setor Elétrico: Histórico, Agência Reguladora, Atualidades e Perspectivas Futuras. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 470-481). Rio de Janeiro: Interciência.
- Nery, E. (2012). Teoria da Regulação. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 1-35). Rio de Janeiro: Interciência.
- Nery, E., Vairo, S., & Mello, J. C. (2012). Modos de Funding para o Desenvolvimento da Energia Elétrica Brasileira. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 483-513). Rio de Janeiro: Interciência.
- Neves, E., & Alves Pazzini, L. H. (2012). Fundamentos da Comercialização de Energia Elétrica no Brasil. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 58-152). Rio de Janeiro: Interciência.
- Noli Silveira, M. A., & Moretz-Sohn David, P. A. (2012). Estrutura do Planejamento e Expansão da Geração e da Transmissão no Brasil. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 515-553). Rio de Janeiro: Interciência.
- North, D. (1990). *Institutions, Institutional Change and Economic Performance*. New York: Cambridge University Press.
- Pargal, S. (2003). *Regulation and Private Sector Investment in Infrastructure - Evidence from Latin America*. World Bank Policy Research Working Paper, n. 3037.
- Pereira Barros, D. (setembro de 2005). A (Des)construção dos Modelos Regulatórios no Setor de Energia Elétrica do Brasil: Instabilidades, Incertezas e a Reforma Institucional de 2004. Rio de Janeiro, Brasil.
- PIRES, J. L., REIS, J., & URANI, A. (2004). *Reformas no Brasil: balanço e agenda*. Rio de Janeiro: Nova Fronteira.

- Ramamurti, R., & Doh, J. (2004). Rethinking Foreign Infrastructure Investment in Developing Countries. *Journal of World Business* 39 (2), 151-167.
- República, P. d. (13 de fevereiro de 1995). *Lei n° 8.987*. Acesso em 19 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987cons.htm
- República, P. d. (07 de julho de 1995). *Lei n° 9.074*. Acesso em 2013 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9074cons.htm
- República, P. d. (26 de dezembro de 1996). *Lei n° 9.427*. Acesso em 19 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9427cons.htm
- República, P. d. (27 de maio de 1998). *Lei n° 9.648*. Acesso em 19 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm
- República, P. d. (2002). *Lei n° 10.438*.
- República, P. d. (30 de julho de 2004). *Decreto n° 5.163*. Acesso em 19 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.htm
- República, P. d. (15 de março de 2004). *Lei n° 10.847*. Acesso em 19 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.847.htm
- República, P. d. (15 de março de 2004). *Lei n° 10.848*. Acesso em 19 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm
- República, P. d. (14 de setembro de 2012). *Decreto n° 7.805*. Acesso em 19 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/Decreto/D7805.htm
- República, P. d. (11 de janeiro de 2013). *Lei n° 12.783*. Acesso em 19 de janeiro de 2013, disponível em planalto: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm
- Reuters. (s.d.). Acesso em 15 de março de 2013, disponível em <http://economia.uol.com.br/cotacoes/bolsas/acoes/bvsp-bovespa/elet6-sa/index.jhtm>
- Rezende, C. (1999). *Economia Brasileira Contemporânea 2ª ed.* São Paulo: Contexto.
- Rodrik, D. (2000). Institutions for High Quality Growth: What Are They and How to Acquire Them? *Studies in Comparative International Development* 35, 3-31.
- Rodrik, D., Subramanian, A., & Trebbi, F. (2002). *Institutions Rule: The Primacy of Institutions over Geography and Integration in Economic Development*. NBER Working Paper W 9305. Cambridge, MA: National Bureau of Economic Research.
- Salomão, J. (27 de outubro de 2008). *P@rtes*. Acesso em 18 de junho de 2013, disponível em Revista Virtual P@rtes: <http://www.partes.com.br/emquestao/crisemundial01.asp>
- Savoia, R., & Vaz Moreira, F. R. (2012). Métodos de Precificação, Tarifação & Tributação. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 659-694). Rio de Janeiro: Interciência.
- Schweppe, F., Caramanis, M., Tabors, R., & Bohn, R. (1988). *Spot Pricing of Electricity*. Boston: Kluwer Academic Publishers.

- Serven, L. (1996). Irreversibility, Uncertainty and Private Investment: Analytical Issues and Some Lessons for Africa. *World Bank Policy Research Working Paper, n° 1722*.
- Stiffert Filho, N., Alonso, L., Chagas, E., Szuster, F., & Sussekind, C. (2009). O Papel do BNDES na Expansão do Setor Elétrico Nacional e o Mecanismo de Project Finance. *BNDES Setorial n° 29*, 3-36.
- Tiryaki, G. (2008). Aspectos de Governança, Ambiente para Negócios e o Investimento Privado no Setor de Energia de Países em Desenvolvimento. *Revista Brasileira de Energia, VI4, N. 2*, 27-45.
- Tiryaki, G. (2008a). Aspectos de Governança, Ambiente para Negócios e o Investimento Privado no Setor de Energia de Países em Desenvolvimento. *Revista Brasileira de Energia, VI4, N. 2*, 27-45.
- Tiryaki, G. (2008b). Desenvolvimento Institucional e o Envolvimento do Setor Privado na Provisão de Infraestrutura. *Economia Aplicada, v. 12, n. 3*, 499-525.
- Tolmasquim, M. (2011). *Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia.
- Vergara, S. C. (2003). *Projetos e relatórios de pesquisa em administração*. São Paulo: Atlas.
- Vieira Filho, X. (2012). A Regulação e a Comercialização de Energia. In: E. Nery, *Mercados e Regulação de Energia Elétrica* (pp. 37-55). Rio de Janeiro: Interciência.
- World Bank. (2003). *Private Participation in Infrastructure: Trends in Developing Countries in 1990-2001*. Washinton: World Bank.