

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SEUS
DESAFIOS NO CONTEXTO POLÍTICO E ECONÔMICO NACIONAL**

Bruna Souza Lopes Graça

Matrícula nº: 113084527

Orientador: Nivalde José de Castro

Janeiro 2018

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO

INSTITUTO DE ECONOMIA

MONOGRAFIA DE BACHARELADO

**ANÁLISE DA EXPANSÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO E SEUS
DESAFIOS NO CONTEXTO POLÍTICO E ECONÔMICO NACIONAL**

Bruna Souza Lopes Graça

Matrícula nº: 113084527

Orientador: Nivalde José de Castro

Janeiro 2018

As opiniões expressas neste trabalho são da exclusiva responsabilidade da autora.

“Conhecimento não é aquilo que você sabe, mas o que
você faz com aquilo que você sabe.”

Aldous Huxley

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a todos que, de alguma forma, estiveram ao meu lado por todos esses anos, sempre me apoiando, me ensinando e acreditando em todas as minhas escolhas que me trouxeram até onde estou hoje.

Primeiramente, agradeço meus pais, Maria Helena e José Roberto. Sem vocês, nada seria. Obrigada pelos puxões de orelha, pelas lições ensinadas, pelos momentos de carinho compartilhados. Obrigada pelo apoio no momento de escolha pela Engenharia, e agradeço mais ainda por estarem ao meu lado no momento da loucura de deixar a primeira faculdade em busca do que eu realmente queria para a minha vida. Obrigada mãe por ter posto em mim a semente do que é buscar algo que te faça feliz para o resto da vida.

Agradeço também às minhas primas irmãs, Gabrielle e Marcela, e à minha tia Jô por sempre estar torcendo e por sempre ter uma palavra de aconchego quando necessário. Um especial agradecimento à Sandra, por ter me ouvido no meu momento mais confuso e ter me ajudado a me conhecer cada dia mais.

Muito obrigada a todos os meus professores, da Alfabetização ao Ensino Médio, vocês fazem parte de muito que eu sou hoje, não só quanto a formação profissional, mas também quanto ao que me tornei como pessoa. Aos professores do Instituto de Economia, agradeço por terem enfim me ensinado o prazer de estudar algo que se gosta, e também o que não se gosta tanto. Em especial, agradeço à professora Clarice Ferraz por ter despertado a minha paixão pelo tema de energia, e aos professores Nivalde de Castro, Rubens Rosental e Guilherme Dantas, meus orientadores, por me acompanharem nesta trajetória, e me darem a oportunidade de descobrir e seguir estudando o que cada vez mais me motiva. Agradeço de coração.

Por último, mas não menos importante, agradeço aos meus amigos, irmãos que a vida me deu ao longo dos anos. Independente de estarem comigo desde os tempos de escola, ou terem aparecido na minha vida no último ano de faculdade, cada um de vocês é peça essencial de mim. Obrigada por aturarem meus momentos de desespero e exagero, obrigada por me fazerem rir, por me fazerem chorar, por estarem ali sempre que eu precisei. Que a nossa vida esteja interligada por muitos e muitos anos.

RESUMO

Este trabalho consiste em uma análise histórica e bibliográfica da trajetória trilhada pelo setor elétrico desde seu estabelecimento no país, no final do século XIX, até os dias atuais, concluindo com uma breve discussão sobre as futuras perspectivas do setor diante dos novos desafios que enfrenta. O foco da análise se dá nas mudanças estruturais do setor que ocorreram e ainda ocorrem de forma paralela a alterações políticas e conjunturais econômicas. O trabalho busca comparar diferenças entre os modelos vigentes de regulação e financiamento do setor, que a partir de crises de abastecimento de energia e/ou desequilíbrios econômicos, foram sendo alterados ao longo do período estudado de modo a melhor se adequarem à realidade e ao contexto que o país se inseria. Além do foco no arcabouço regulatório e institucional que circunda o setor, o trabalho também analisa as transições da matriz elétrica do país, explicitando o predomínio de um sistema hidráulico no início e a tendência de um sistema hidrotérmico com o advento de fontes alternativas renováveis nos anos mais atuais.

Para fins de comparação, o histórico do setor é apresentado e discutido, porém esta monografia estuda de forma mais aprofundada as mudanças do setor elétrico brasileiro a partir do Novo Modelo estabelecido em 2004, dando destaque às transformações que foram originadas e seus impactos no funcionamento e estabilidade do setor. Conclui-se o trabalho com as perspectivas do setor frente às alterações já consolidadas e os impactos que tiveram desde seu estabelecimento. Utilizando projeções do mercado, discute-se brevemente alternativas possíveis para o setor se modernizar e se adequar ao novo paradigma operacional que se desenha.

LISTA DE GRÁFICOS, TABELAS E QUADROS

Gráfico 1: Investimentos no setor elétrico, em percentual do PIB: 1995-2004.....	28
Gráfico 2: Nível dos reservatórios e precipitações na Região Sudeste: 1991-2002.....	40
Gráfico 3: Evolução da participação na Capacidade Instalada por tipo de fonte: 1974-2015 (em%).....	41
Gráfico 4: Participação de Renováveis na Matriz Elétrica.....	42
Gráfico 5: Matriz selecionada pelo ICB: Preço Nominal Médio das Tecnologias e das Fontes Térmicas, Ponderado pela Energia Contratada.....	44
Gráfico 6: Expansão da geração promovida pelos leilões do ACR.....	47
Gráfico 7: PLD médio da região sudeste por semana (R\$/MWh).....	53
Gráfico 8: Energia Armazenada nos Reservatórios (%) por Subsistema no mês de Maio.....	54
Gráfico 9: Evolução do perfil de geração de energia elétrica no Brasil.....	57
Gráfico 10: Participação das Fontes.....	59
Gráfico 11: Brasil x Moagem de cana no Centro Sul.....	62
Gráfico 12: Complementaridade entre Energia Hídrica e Eólica.....	63
Quadro 1: Tipos de Leilões Regulados pelo Decreto 5.163/04.....	36
Tabela 1: Crescimento médio anual da capacidade instalada, PIB e consumo elétrico: 1981 a 2009.....	28
Tabela 2: Capacidade máxima de armazenamento MWmês.....	40
Tabela 3: Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Nova 2005 a 2012.....	46
Tabela 4: Atrasos na Geração.....	51

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL – Ambiente de Contratação Livre

ACR – Ambiente de Contratação Regulada

ANDE – Administración Nacional de Eletricidad

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN – Balanço Energético Nacional

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

CEPEL – Centro de Pesquisas de Energia Elétrica

CGCE – Câmara de Gestão de Crise Energética

CHESF – Companhia Hidrelétrica do São Francisco

CMBEU – Comissão Mista Brasil-Estados Unidos

CMSE – Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico

CMO – Custo Marginal de Operação

CNAEE – Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

CRC – Conta de Resultados a Compensar

CVU – Custo Variável Unitário

ENA – Energia Natural Afluenta

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

FFE – Fundo Federal de Eletrificação

GCOI – Grupos Coordenadores para Operação Interligada

GEE – Gases de Efeito Estufa

GW – Gigawatt

GWh – Gigawatt-hora

ICB – Índice Custo Benefício

kW – Quilowatt

MAE – Mercado Atacadista de Energia Elétrica

MME – Ministério de Minas e Energia

MRE – Mecanismo de Realocação de Energia

MW – Megawatt

MWh – Megawatt-hora

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico

PCH – Pequenas Centrais Hidrelétricas

PDE – Plano Decenal de Energia

PEPE – Programa de Estímulo as Privatizações Estaduais

PIE – Produtor Independente de Energia

PLD – Preço de Liquidação das Diferenças

PND – Plano Nacional de Desenvolvimento

PNE – Plano Nacional de Energia

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

RE-SEB – Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro

REVISE – Revisão Institucional do Setor Elétrico

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

SIN – Sistema Interligado Nacional

TCU – Tribunal de Contas da União

TWh – Terawatt-hora

UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar

ÍNDICE

AGRADECIMENTOS.....	5
LISTA DE GRÁFICOS, TABELAS E QUADROS.....	7
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS	8
ÍNDICE	10
INTRODUÇÃO.....	11
CAPÍTULO I – A FORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	14
I. 1. O SURGIMENTO DO SETOR.....	14
I. 2. AMADURECIMENTO DO SETOR.....	19
I. 3. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	24
CAPÍTULO II – O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO	32
II. 1. CARACTERÍSTICAS DO NOVO MODELO	32
II. 2. PLANEJAMENTO DO SETOR	36
II. 3. MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO.....	38
II. 4. IMPACTOS DA REFORMA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	40
CAPÍTULO III – NOVAS PERSPECTIVAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO.....	46
III. 1. PANORAMA DO SETOR PÓS-REFORMAS DO NOVO MODELO.....	46
III. 2 – MUDANÇAS DE CENÁRIO NO SETOR ELÉTRICO	55
III. 3 – O NOVO DESENHO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	59
CONCLUSÃO.....	67
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	71

INTRODUÇÃO

O setor elétrico brasileiro tem seu surgimento no país datado do final do século XIX. A energia elétrica tem o papel essencial na história brasileira. É um bem caracterizado como fundamental para a trajetória de desenvolvimento, econômico e social, de qualquer país, por se tratar de um insumo básico para a vida da indústria e da sociedade como um todo.

Desde então, o setor já foi dominado tanto pelo setor privado quanto pelo setor público. A implementação e a inicial expansão do sistema foram orientadas por empresas estrangeiras privadas, cujos investimentos se concentravam em áreas centrais do país e próximas aos principais centros urbanos. Tal estrutura começa a ser revertida a partir de 1929, com discussões acerca do papel do Estado no desenvolvimento do país, e na década de 30 se inicia um esboço de regulamentação do setor elétrico brasileiro. Na década seguinte é estabelecido o início do desenho de um planejamento do setor. Crises econômicas iniciadas na década de 70 despertam o questionamento sobre o papel do Estado na economia. Com a retomada da democracia, após anos de ditadura militar, e uma maior influência do neoliberalismo, que dominava o cenário internacional, a década de 90 é marcada como o início da era das privatizações. A transição do setor, dominado novamente por agentes privados, é feita de forma desregulamentada, e a estratégia de planejamento, essencial nas décadas anteriores, é substituída em detrimento das demandas empresariais do setor privado. Tal contexto culmina na crise de racionamento ocorrida em 2001, grande divisor de águas em questões institucionais e estruturais do setor. O governo em vigência à época toma medidas rápidas para frear tal crise; entretanto, apesar de sinalizações quanto aos aperfeiçoamentos do setor, em 2003 um novo governo ganha as eleições, e em 2004 o setor é reformulado através do Novo Modelo.

O Novo Modelo é resultado de um intenso estudo realizado por técnicos e especialistas no setor, que através de um grupo de trabalho lançam um documento formal que serve de base para as reformulações setoriais. O novo governo defende um sistema dominado não somente pelo setor público ou pelo privado, mas sim fortemente regulado e fiscalizado pelo setor estatal, com investimentos oriundos do setor privado. Na proposta são fundamentados três pilares do novo modelo: a busca pela universalização ao acesso à eletricidade, a modicidade tarifária e a segurança do suprimento. Para tal, instituições e agentes são criados, novas regras de compra e venda de energia elétrica são lançadas, com novos ambientes de comercialização sendo instituídos. O planejamento é retomado, e iniciam-se discussões acerca das diversificações necessárias à matriz elétrica brasileira.

A matriz brasileira, sempre majoritariamente atendida por fontes hidrelétricas, percebe seu potencial se alterando conforme as características dos novos reservatórios. Por ter como um dos pilares fundamentais a segurança de abastecimento da demanda, precisa garanti-lo através de novas fontes de geração de energia. As discussões acerca do uso de outras fontes além da hidrelétrica entram em pauta a partir da crise de 2001, e desde então é um dos pontos principais de debates que concernem o setor elétrico. O maior despacho de térmicas mais caras é questionado tanto pelo fato de ser uma fonte mais poluente, como por ser grande responsável pelo aumento dos preços do mercado, o que por si só já incita questionamentos acerca de alternativas ou novas regras de uso e planejamento para as usinas térmicas. O aumento dos preços e a ocorrência de novas crises hidrológicas aumentam os debates que cercam as perspectivas do setor elétrico pós-maturação do Novo Modelo. As crises de racionamento chegaram perigosamente próximas de ocorrerem novamente nos anos de 2014 e 2015, o que mostra que o debate acerca da regulação e do funcionamento do setor está longe de ser finito. Como qualquer setor de infraestrutura, o elétrico também passa por recorrentes transformações, e, portanto, demanda mudanças que acompanhem o desenvolvimento e a modernização do setor.

Neste trabalho procura-se analisar e comparar as mudanças regulatórias, estruturais e conjunturais do setor paralelamente às mudanças sociais, políticas e econômicas que o país sofreu ao longo dos anos, discutindo os impactos e soluções ou perspectivas da antiga formulação sobre as novas mudanças. O capítulo 1 deste trabalho se propõe a estudar o histórico da eletricidade no país, iniciando com o seu surgimento até os anos iniciais da década de 2000. São apresentadas as principais características do setor, levando em conta as regras de comercialização, planejamento, geração, e também o contexto econômico e político, a níveis mundiais e nacionais. Discute-se e relata-se sobre as mudanças de financiamento, de regulação, e de estratégias tomadas pelo governo. Os períodos de crises e desequilíbrios são destacados, e o capítulo é finalizado com uma releitura da última década do século XX e seus impactos que resultaram na crise de 2001, levando a estruturação de um novo modelo do setor elétrico.

O segundo capítulo então se desenvolve através da análise explicativa sobre o novo modelo, que retoma, entre outras coisas, o planejamento, o sistema tarifário, e foca em mudanças regulatórias e no mercado de comercialização de energia elétrica. A primeira parte introduz e desenvolve as principais alterações que o novo modelo traz, principalmente no ambiente de contratação de energia elétrica. Neste primeiro momento, destacam-se os processos licitatórios de obtenção de energia, e suas regras de funcionamento, incluindo

diferenças nos ambientes de contratação e as relações entre geradoras, distribuidoras e clientes. Em seguida, provando a retomada da relevância do planejamento no novo modelo, o trabalho desenvolve mais características dessa repaginada das projeções. Na terceira parte, o trabalho se aprofunda mais nas novas regras de comercialização do setor, que foi considerado peça chave do novo modo de funcionamento. Apresentado todo o novo modelo, a última parte do capítulo é o início da exploração deste trabalho acerca da matriz elétrica brasileira. Esta subseção trata mais especificamente dos impactos da reforma sobre a matriz, que já apresentava sinais de necessidade de maior diversificação. O novo time de planejamento, mais atento a tais sinais, inicia então o processo de variação de fontes na matriz elétrica.

O terceiro capítulo estuda alguns problemas de funcionamento do setor sob este novo modelo, atentando para a necessidade de mudança de paradigma operacional do SEB. Inicia-se com um panorama geral do setor após as últimas reformas, e através de dados bibliográficos, mostram-se resultados de leilões, projeções de expansão e desequilíbrios, econômicos e entre oferta e demanda de energia, evidenciando alguns pontos a serem revisados. Amplificando o estudo sobre tais desequilíbrios, a próxima seção analisa as mudanças de cenário do setor, principalmente as referentes a novas fontes de geração de energia, que podem ser utilizadas como complementares às hídricas. Neste primeiro momento, se estuda o que já está sendo efetivamente alterado. Na próxima seção, o foco se dá sobre as perspectivas futuras das fontes de energia que têm um enorme potencial de crescimento na matriz como as fontes eólica e solar. Analisam-se brevemente suas vantagens e desvantagens, além de possíveis demandas regulatórias que elas tendem a necessitar para maior expansão.

A conclusão tem como objetivo sintetizar algumas informações consideradas cruciais que foram analisadas ao longo de todo o trabalho. As relações consideradas fundamentais para a manutenção da estabilidade e segurança energética do setor são expostas, e algumas alternativas de como manter tais características são apontadas.

CAPÍTULO I – A FORMAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Neste capítulo, o setor é apresentado, desde seu estabelecimento no país até o período de crise de abastecimento ocorrida nos anos 2000. A divisão do capítulo em períodos foi escolhida a fim de se facilitar a transcrição das transformações dos modelos paralelamente às mudanças ocorridas nos setores políticos e econômicos do país.

Desta forma, a seção I. 1 trata do surgimento do setor, no final do século XIX, até o início da década de 60, período em que o país entra num regime de ditadura militar, aonde o setor elétrico acaba se fortalecendo. A seção I. 2 trata do período de amadurecimento do setor, que ocorre paralelamente ao regime ditatório, terminando em 1985, baseado principalmente na abertura econômica e nas privatizações de empresas de infraestrutura. A seção I. 3 trata do período da década de 90 até o início dos anos 2000, período emblemático na história do setor. Os motivos que desencadearam a crise de racionamento de 2001 e as medidas para superá-la são discutidos nesta seção, que termina com a apresentação de propostas para um novo modelo.

I. 1. O SURGIMENTO DO SETOR

A eletricidade começou a ser produzida no Brasil no final do século XIX, na última década do Império, através de serviços prestados por pequenas empresas privadas nacionais e empresas de governos municipais que tinham maior visibilidade no país. A primeira usina hidrelétrica data de 1883, no município de Minas Gerais. Em 1889, inaugurou-se a primeira hidrelétrica a fio d'água de grande porte, sendo a primeira grande obra de geração construída para o atendimento ao uso público.

Na virada do século XIX para o XX, o rápido processo de urbanização pelo qual passaram as principais metrópoles brasileiras, notadamente Rio de Janeiro e São Paulo, atraiu o capital estrangeiro. Gomes et al. (2002) destacam que a capacidade instalada no Brasil, entre 1883 e 1900 passou de 91 KW para 10.850 KW, dos quais 53% eram de origem hidráulica.

O Brasil logo adota um modelo onde as grandes empresas de capital estrangeiro exploravam o potencial hidrelétrico nos principais centros urbanos, e empresas de menor porte, em sua maioria empresas estaduais, atuavam tanto na geração hidrelétrica quanto na geração térmica; esta última principalmente em regiões onde não havia tanto potencial hídrico.

Nos anos de 1920, o forte crescimento da população brasileira¹ alavanca a demanda por energia elétrica, devido à maior procura por serviços e bens de consumo. Em 1930, o mercado era dominado por duas empresas estrangeiras privadas: a Light e a Amforp, e o parque gerador brasileiro torna-se então predominantemente hidráulico.

No geral, durante o período denominado República Velha (1889-1930), a atuação do Estado resumiu-se em algumas medidas de regulamentação e de concessão de potenciais hidrelétricos e serviços. A evolução do setor então era feita de forma descentralizada, liderada por empresas estrangeiras que se localizavam em poucas regiões, impondo preços e condições de oferta da energia elétrica (Carneiro, 2000).

A crise mundial de 1929 trouxe à tona discussões acerca do papel do Estado na economia. O capital estrangeiro diminuiu consideravelmente nessa época, reduzindo o número de investimentos pelas companhias estrangeiras e também dificultando a importação de equipamentos. Tudo isto acarreta numa diminuição da expansão de geração de energia elétrica.

Até cerca de 1930-1940, não havia uma política de expansão setorial, uma vez que as decisões de investimento eram tomadas de acordo com as decisões de cada empreendimento e de cada empresa privada (Mercedes et al, 2015). Todos os processos, da geração até a distribuição, eram dominados pelas empresas estrangeiras. Portanto, não havia a ideia de planejamento integrado, nem divisão de informações, já que a atuação das empresas se dava de forma isolada conforme seu plano de negócios.

Com a reformulação do pensamento econômico e diante de um ambiente de monopólio que a Light e a Amforp possuíam a época, se esboçam as primeiras medidas de regulamentação das atividades de produção e distribuição de energia elétrica no Brasil. Mas é somente em 1934, que se decreta o Código de Águas, onde o potencial hidrelétrico passou a depender de autorização ou concessão do Estado, tornando-o patrimônio da União. Este novo sistema possibilitou então a nacionalização gradativa do setor.

Explicitando o caráter nacionalista do código, ele regulamentava que as concessões e autorizações para novas empresas seriam dadas apenas às empresas nacionais ou a empresas organizadas no Brasil, mantendo os direitos de empresas estrangeiras já estabelecidas anteriormente. Tal medida foi um fator contribuinte à diminuição de investimento estrangeiro, principalmente na etapa de geração de energia. Esta diminuição ocorria em um momento onde

¹ Segundo dados do Gomes et al (2002), a população salta de 17 milhões de habitantes em 1900 para 31 milhões em 1920.

a demanda crescia constantemente e a capacidade instalada não acompanhava tal crescimento. Capacidade esta cujo potencial, no final da década de 40, já se encontrava praticamente esgotado.

Vianna (2001) observa que o governo Vargas, principalmente após a Revolução de 1937, ganha um caráter mais nacionalista, fundado em políticas protecionistas e no investimento em setores que consideravam cruciais para o crescimento do país, como o setor de infraestrutura.

Neste contexto de desequilíbrio entre demanda e oferta, o Estado amplia seu papel para além de atividades reguladoras e fiscalizadoras: ele passa a atuar diretamente na geração, reservando para o setor privado a atuação no setor de distribuição. Sob mesma conjuntura é que foram definidas regras para a interligação do sistema elétrico, que até então existia através de sistemas isolados. Tais sistemas eram os frutos dos investimentos das grandes empresas estrangeiras existentes no país, a Light e a Amforp.

Com o intuito de regularizar um planejamento integrado do setor elétrico, foi criado em 1939 o Conselho Nacional de Águas e Energia Elétrica (CNAEE). Tal conselho funcionava como órgão centralizador de estudos oriundos de todos os níveis de governo.

É na década de 40 que começa a entrar em vigor as ações em direção a um planejamento integrado nacional efetivo. Por não ter experiência em atividades do tipo, o governo brasileiro se inspira então em modelos estrangeiros. Segundo Gomes et al (2002), no início da década formou-se um grupo de cooperação técnica entre brasileiros e americanos: a Missão Cooke (1942-43). Ela apontou o setor de energia elétrica como um dos principais gargalos da estagnação do crescimento industrial do país. Recomendava uma maior interligação dos diversos sistemas de eletricidade e sugeriu a criação de um banco de investimentos que, entre outras coisas, ofertasse recursos de longo prazo para os investidores.

O período de 1945 a 1962 é marcado pela expansão do setor. Em 1945, a primeira empresa hidrelétrica federal é criada, a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF). Em 1946, de acordo com as recomendações da Missão Cooke, o Governo Federal apresenta o Plano Nacional de Eletrificação, com o intuito de, entre outras medidas, investir em usinas de pequeno e médio porte (Carção, 2011).

A década de 50 foi marcada pela aceleração da industrialização e do desenvolvimento nacionais, associado à maior intervenção do Estado nos setores de infraestrutura. Se até então a indústria brasileira se desenvolvera através de uma política de substituição de importações, a

partir desta década o objetivo é desenvolver a indústria em resposta às necessidades do mercado interno.

Mais uma comissão formada por técnicos brasileiros e americanos foi formada: em 1952 é criada a Comissão Mista Brasil-Estados Unidos para o Desenvolvimento Econômico (CMBEU). De forma semelhante à Missão Cooke, também apontou setores que funcionavam como gargalos ao crescimento do país, entre eles, mais uma vez, o setor elétrico. Porém, as propostas sugeridas pela comissão orientavam para que a expansão fosse liderada por empresas privadas, cabendo ao governo somente o papel de regulação e suplementação, caso necessário (Gomes et al, 2002). Neste ano também foi criado o BNDE, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico.

Paralelamente, o governo federal desenvolveu iniciativas para a expansão do parque gerador brasileiro, criando, entre outros, o Fundo Federal de Eletrificação (FFE), e consolidou a constituição da principal empresa federal do setor, Centrais Elétricas Brasileiras S.A., a Eletrobrás.

Cabe destacar que o FFE determinava que recursos fossem transferidos para estados e municípios através de empresas públicas criadas exclusivamente para esta finalidade. Tal fato incentiva a criação de empresas estaduais voltadas para o setor elétrico, e segundo Lima (1984), esta presença estatal foi fundamental e estratégica, pois eram elas que davam continuidade aos investimentos de geração, transmissão e distribuição em caso de obstrução no âmbito federal.

Em 1956, Juscelino Kubitschek é eleito, e seguindo as bases lançadas pelo governo anterior ao seu, permanece com o foco no desenvolvimento econômico do país. Com seu slogan “cinquenta anos em cinco”, JK adota uma estratégia desenvolvimentista, elaborando o seu Plano de Metas, utilizando de capital privado nacional, privado internacional e investimentos estatais. Tais investimentos seriam realizados em cinco setores: energia, transporte, alimentação, indústrias de base e educação.

O setor de energia foi um dos mais favorecidos, recebendo 43,4% dos investimentos totais, onde 23,7% foram destinados à eletricidade. A meta era aumentar a capacidade instalada de 3.148 MW em 1955 para 5.595 MW em 1961 (Gomes et al, 2002, p.7).

Enquanto os investimentos privados estavam mais focados em setores como o de indústrias de base, o setor público priorizou o desenvolvimento de outras áreas, como o setor

elétrico. Corroborando essa maior atuação no setor, em 1960 é criado o Ministério de Minas e Energia (MME).

No final do período de governo de JK, tinham-se instalado 2.056,7 MW, caracterizando 84,1% da meta, com grande ajuda do BNDE, que financiou 46,3% do crescimento da capacidade instalada (Gomes et al, 2002, p.7). Neste governo se observou o papel do Estado como principal agente da expansão da capacidade de geração de eletricidade no país.

No ano de 1962, já no governo de João Goulart, o setor elétrico dá um passo decisivo em seu processo de estatização: a criação da Eletrobrás, depois de sete anos em debate. Vinculada ao MME, suas atribuições eram coordenar e planejar o setor, desempenhar as funções de holding de várias concessionárias e administrar os recursos financeiros destinados às obras de expansão do setor, antes coordenadas pelo BNDE. A empresa então se torna a principal financiadora do setor, consolidando a ação estatal no setor de eletricidade brasileiro.

Cabe ressaltar que neste mesmo ano houve a contratação do Consórcio Canambra Consulting Engineers que tinha como finalidade apresentar medidas que solucionassem o problema de fornecimento de energia elétrica nos principais centros urbanos do país, como São Paulo e Rio de Janeiro. O consórcio Canambra foi responsável por estudos que levaram a realização do primeiro planejamento integrado de longo prazo e pela determinação do potencial hidrelétrico do país.

Assim, a criação da Eletrobrás juntamente com o Canambra foi fundamental para o estabelecimento e a consolidação de uma rotina de planejamento energético no país (Mercedes et al, 2015). Eles criam e mantêm a estrutura organizacional e institucional para que o país pudesse chegar ao domínio da expansão da oferta e da operação do sistema interligado.

Em síntese, o período de 1946 a 1962 marca alterações profundas no projeto de desenvolvimento do país, priorizando mais a atuação estatal em detrimento de uma atuação majoritariamente privada, principalmente no que se concerne o desenvolvimento do setor elétrico. O modelo de estrutura do mercado de energia e o ambiente de regulação do setor que se perpetua até os anos 80 começaram a ser consolidado neste período. A crescente participação das empresas federais e estaduais na geração de energia elétrica constitui um elemento fundamental no projeto de expansão do setor. Num ambiente onde a oferta não atendia mais a demanda em sua totalidade, a mudança radical no setor se tornou necessária.

I. 2. AMADURECIMENTO DO SETOR

Como já mencionado, o último período foi crucial para o futuro do setor elétrico, tendo os anos de final de governo de JK até 1967 como o período de amadurecimento da nova estrutura organizacional e institucional que se encarrega de planejar, regular, fiscalizar e expandir os serviços até os anos de 1990.

Em 1964 iniciam-se no Brasil os anos de ditadura militar, que perduram até o ano de 1985. Foram anos marcados por distintos ciclos econômicos, e, portanto, diversas fases na conjuntura do setor elétrico. Se nos três primeiros anos de ditadura se busca a estabilização econômica e financeira, no final da década de 60, inicia-se um novo período de crescimento econômico. Tal período ficou conhecido como os anos do “milagre econômico” onde o PIB cresce a taxas superiores a 10% ao ano permitindo ao governo a retomada de investimentos e obras no setor de infraestrutura (Gomes et al, 2002, p. 9). Nestes anos de milagre, o setor elétrico cresceu significativamente.

Após a tomada de poder pelos militares, o Estado se transforma em um agente centralizador e autoritário, focado nas reformas monetárias e financeiras e com um enorme papel interventor na economia. Outra característica estatizante é a relevância dada pelo Estado a setores considerados estratégicos, entre eles o elétrico. Tal centralização e ampliação de ação não ocorreram somente em âmbito federal, mas também em âmbito estadual: várias concessionárias foram absorvidas por companhias estaduais e os serviços de distribuição de energia foram repassados da União para os estados.

De fato, segundo Lima (1995), houve um deslocamento do planejamento econômico e da expansão do setor de energia elétrica do governo para as empresas públicas do setor. Entre 1967 e 1973, 231 empresas públicas foram criadas. Houve também amadurecimento de empresas já consolidadas, como a Eletrobrás, com criação de subsidiárias, a Eletrosul em 1968 e a Eletronorte em 1973.

Foram realizados diversos investimentos, sobretudo em hidrelétricas, pelas empresas estatais, tanto através de financiamento de origem de recursos internos quanto através de empréstimos externos. Dentre tais investimentos temos a construção de Furnas², em 1963, um marco da interligação do setor elétrico brasileiro e a maior hidrelétrica do país até então. A partir dela, outras conexões começaram a ser feitas, como a interligação de geradoras na região Sul e de usinas no Nordeste.

² Furnas interconecta os sistemas de suprimentos de três estados: Minas Gerais, São Paulo e Rio de Janeiro.

Portanto, com a criação de novas hidrelétricas, subsidiárias e a centralização do planejamento do setor nas mãos da Eletrobrás, e não mais nas mãos do BNDE, constrói-se o mapa de atuação do setor no país. Cada empresa detém uma parte exclusiva do território nacional; as empresas federais de ação local se integraram às empresas regionais.

Com um sistema mais complexo em mãos, o MME começa a desenhar um órgão com a finalidade de aperfeiçoar o parque gerador, coordenar e planejar as ações no sistema integrado, o GCOI (Grupo Coordenador Para a Operação Interligada), que vem a ser legalmente estabelecido na década seguinte.

Um ponto a ser destacado é o acordo binacional feito com o Paraguai, cujo governo também era militar, o que facilitou as ações diplomáticas entre os dois países. Em 1973 foi assinado o Tratado de Itaipu, que previa a criação de uma entidade cuja constituição seria repartida igualmente entre a Eletrobrás e a *Administración Nacional de Eletricidad (ANDE)* do Paraguai. Tal empresa seria a responsável por construir e operar a Usina de Itaipu, cuja capacidade instalada era de 12.600 MW. Outra obrigação da Lei que baseou a criação de Itaipu era a de que as distribuidoras deveriam comprar uma porção pré-definida da capacidade de geração da hidrelétrica de acordo com sua fatia de mercado.

Com a complexidade do projeto de Itaipu e a construção de vastas linhas de transmissão entre regiões, necessárias para distribuir essa crescente oferta de energia entre os principais centros consumidores, ratifica-se a exigência de maior centralização na administração do setor.

Além das mudanças já mencionadas, também ocorreram mudanças na estrutura de financiamento e tarifária do setor. Em 1971, o governo aperfeiçoa a legislação tributária de forma a manter e sustentar a expansão do setor. Através da Lei 5.655, estabeleceu-se que o capital investido teria a remuneração garantida de 10% a 12%. Além disso, a alíquota de imposto de renda das empresas do setor foi reduzida de 17% para 6% (Gomes et al, 2002, p.10). A Eletrobrás ficou encarregada de recolher tal tributo para o financiamento da expansão do setor.

Também foi instituído, desta vez em 1974, o Decreto-Lei nº 1.383 que determinava a equalização tarifária, que garantia uma tarifa de energia elétrica idêntica a todo o território nacional, para as mesmas classes de consumo, transferindo os recursos de empresas superavitárias para àquelas que eram deficitárias. Os excessos ou insuficiências das

transferências de recursos entre as empresas eram registrados na Conta de Resultados a Compensar (CRC).

Em 1973 o mundo vivencia o Primeiro Choque do Petróleo. No mercado internacional, produtores e exportadores do Oriente Médio enriqueceram e começaram a depositar imensa quantia de dinheiro em bancos europeus. Estes, com um fluxo de caixa superior ao que seus clientes demandavam, passaram a disponibilizar recursos para financiar países em desenvolvimento. Tal disponibilidade era tão alta que os empréstimos concedidos possuíam taxas de juros muito baixas, ou até negativas em termos reais (Rego, 2007).

Com um ambiente econômico de taxas de juros baixas e alta disponibilidade de recursos para concessão de empréstimos, muitos países em desenvolvimento foram encorajados ao financiamento e ao rápido endividamento perante tais bancos europeus. Foi o caso brasileiro: as empresas estatais, por determinação do governo, tiveram acesso facilitado ao sistema financeiro internacional, e diante de um ambiente de alta liquidez, contrataram empréstimos dos bancos europeus, se endividando rapidamente. A tendência de autoinvestimento do setor, forte até o início da década de 70, começa a se deteriorar enquanto a dependência de recursos externos aumenta significativamente.

Com o cenário de crise se desenvolvendo, o governo decide adotar uma estratégia ousada. Em 1975, lança o II PND (Plano Nacional de Desenvolvimento), que tinha como um dos objetivos a produção interna de insumos básicos como petróleo, aço e eletricidade. Com o desenvolvimento de indústrias como a de infraestrutura e de bens de produção, o plano resulta em um aumento de demanda de energia elétrica e conseqüentemente, um aumento da necessidade de expansão da oferta de eletricidade. Buscava-se uma continuidade no crescimento econômico do país; porém, numa época de contenção dos investimentos privados, tal crescimento só se tornou possível com recursos do Estado e empresas públicas. Os investimentos das estatais no período de 1974-78 cresceram significativamente, onde parte deste se deve à política de expansão de crédito para o setor público.

No setor elétrico, a responsável por promover políticas do II PND, mais uma vez, foi a Eletrobrás. Foi criado o “Plano 90”, que era caracterizado por ser um plano de planejamento de expansão do setor em longo prazo. Conforme Mercedes et al (2015), tal plano desenvolvia o sistema nacional como sendo único, e projetava principalmente o uso do recurso hidráulico para a geração de energia. Para atender à demanda prevista, pretendia-se expandir a capacidade instalada de geração de 17.500 MW para 30.000 MW até o final dos anos de 1980. O acesso facilitado aos recursos captados no mercado internacional se inicia com este Plano.

Com isso, pode-se afirmar que entre 1964 e 1979 houve uma significativa expansão do setor elétrico, apoiada no autofinanciamento e na relevância dado ao setor pelo Estado brasileiro. Conforme Landi (2006) a capacidade instalada em 1979 chegou a 27.970 MW (as projeções do Plano 90 desejavam 30.000 MW até os anos 1980), resultando em um aumento de 82,5% em cinco anos, tendo como ano base o ano de 1973.

Após o primeiro choque ocorrido em 1973, o preço fica relativamente sustentado, até que em 1979 ocorre o Segundo Choque do Petróleo. Os juros externos aumentam, dificultando o processo de financiamento externo que o país estava praticando. A alta dos juros leva a uma grave crise da dívida externa brasileira.

No mesmo ano, o setor elétrico passou a ser mais amplamente controlado a partir do Decreto 83.940, que determinava que a fixação de tarifas de serviços públicos deveria ser analisada por uma Secretaria de Planejamento para poder entrar ou não em vigor. Portanto, a tarifa seria transformada em um instrumento de controle inflacionário do governo. Tal revisão tarifária contribuiu para o aumento da crise das empresas do setor.

Este movimento de contenção de tarifas, não garantindo o nível legal de remuneração dos investimentos³, impactou na CRC. A conta, na prática, servia como uma estrutura de créditos das concessionárias para com a União, já que o governo federal por si só não conseguia garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas. Com a contenção de tarifas, o nível de remuneração consequentemente diminuiu, aumentando o débito na CRC, e representando um aumento de dívida do setor público para com as empresas do setor. O saldo da CRC chegou a R\$ 7 bilhões no final de 1987 (Gomes et al, 2002, p.12).

Diante de tal cenário de redução de suas receitas, as concessionárias estaduais começaram um processo de inadimplência para com a Eletrobrás, que representava os interesses do poder central. Segundo Gomes et al (2002), as empresas alegavam que ao fixar tarifas, o governo não atendia o processo legal de remuneração garantida, e logo as inadimplências intra-setoriais começaram a ocorrer de forma alarmante.

Com o país apresentando um crescimento ainda mais fraco, as demandas projetadas não se realizavam, o que resultava em excesso de oferta de energia e receitas menores. Tais resultados aliados à política de contenção de tarifas faziam com que a remuneração ficasse muito aquém dos investimentos realizados. A estratégia do governo de possibilitar o

³ Conforme Lei nº 5.655 (Brasil, 1971), a remuneração das concessionárias deveria se encontrar entre 10% e 12% a.a. Após o decreto de fixação de tarifas, a remuneração do setor estava praticamente sempre abaixo de 10%.

crescimento interno através de endividamento externo resultou, no final da década de 70, na aceleração do estrangulamento financeiro do próprio setor público.

Em síntese, segundo dados apresentados por Oliveira (2004, p.13), a partir de 1973, ano do primeiro choque do petróleo, há uma leve queda nos investimentos e um relevante aumento do custo das dívidas; este é o ano em que a crise começa a se agravar no setor elétrico, especialmente. Em 77, começa a trajetória de queda mais acentuada no nível de investimentos, diminuindo em quase 50% entre 79 e 81, ao mesmo tempo em que o custo da dívida continua a crescer. O endividamento das empresas continua a aumentar, chegando a duplicar no final da década de 80. Este aumento do custo da dívida acaba influenciando, negativamente, na receita das empresas e conseqüentemente em suas margens de lucro, o que também impacta na diminuição do número de investimentos destas.

Tal contexto de redução de investimentos e aumento do uso das receitas para o pagamento das dívidas culminou numa das piores crises institucionais do setor, perdurando até a década de 1990. A saída para tal situação eram mudanças na organização estrutural das indústrias, migrando para um ambiente de maior concorrência, paralelamente a uma redução da atuação e influência do Estado no setor. Tais reformas já estavam sendo executadas em outros países como Estados Unidos e Inglaterra, e marcam o início da desestatização do país em direção à reforma neoliberal que ocorre na década seguinte.

Apesar de a crise ter tido início com os choques do petróleo, portanto ainda na década de 70, o período de 1964 a 1985 foi marcado pela ascensão de empresas estatais na expansão do setor (no período anterior o maior responsável pela expansão do setor havia sido o governo federal) e a volta de empresas privadas internacionais, mesmo que indiretamente através do financiamento externo.

Segundo Araújo (2001), apesar de terem sido feitos investimentos em grandes obras na área de geração elétrica, tais investimentos tiveram um decréscimo no final dos anos 80, enquanto o consumo continuou a crescer. Por conta de projeções que mostravam que o suprimento de energia garantiria toda a demanda, os reservatórios eram deplecionados, nos períodos secos, acima do nível ótimo operacional, o que aumentava o risco de déficit. Isso não resultou em problemas mais graves de suprimento porque ocorreu, na década de 90, um período hidrológico favorável. Porém os poucos investimentos na etapa de transmissão mostraram-se já problemáticos em 1987, com a região Sudeste sofrendo alguns grandes “apagões”. É neste cenário, com inúmeros debates sobre modelos de financiamento e de possíveis soluções à crise que se chega à década de 1990.

I. 3. A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Em 1985 ocorrem mudanças políticas relevantes no Brasil. Depois de mais de 20 anos de ditadura militar, o país volta a ter um governo democrático. Essa volta se dá com a percepção de um Estado incapaz de financiar a expansão econômica do país, devido a crises econômicas e fiscais que enfrentava à época. Desse modo, se almejava então, seguindo às linhas de pensamento dominantes também no mercado internacional, um Estado menos intervencionista. Aos poucos, o Estado-líder do processo de desenvolvimento do país vai se transformando em um Estado fiscalizador e regulador, que incentiva o setor privado a assumir a liderança nas chamadas indústrias de rede.

Em 1987, o governo federal criou o REVISE – Revisão Institucional do Setor Elétrico, que tinha como objetivo explorar a maior participação do setor privado e reformular a estrutura institucional e política do setor a fim de se buscar possíveis soluções à crise que se desencadeava.

A reforma teve como fundamentos principais: a criação de uma nova estrutura industrial com o aumento da competitividade; mudanças no quadro institucional e regulatório e novas formas de financiamento e de estabelecimento das tarifas de eletricidade. Aspectos como a o livre acesso à transmissão, fortalecimento do produtor independente, desverticalização do setor e liberalização progressiva de consumidores também foram considerados importantes (Mercedes et al, 2015).

A inadimplência das concessionárias estaduais para com as subsidiárias federais persistiu, chegando ao montante de R\$ 5 bilhões. Em março de 1993 foi promulgada a Lei nº 8.631, que modifica o aspecto financeiro do setor sem alterar, porém, sua organização. Entre outros pontos, ela extingue a equalização tarifária e institui a noção de tarifa do serviço pelo custo; utiliza os saldos da CRC para quitar as dívidas de suprimento de energia e extingue a remuneração garantida, conseqüentemente extinguindo a própria conta e torna obrigatórios os contratos de suprimento entre geradores e distribuidores. Ao final do acerto das contas da CRC, o Tesouro Nacional absorveu débitos de R\$ 20 bilhões, permanecendo R\$ 6 bilhões para compensações futuras (Gomes et al, 2002, p.13).

Um importante ponto desta lei foi o estabelecimento de duas faixas de tarifa de energia elétrica: uma de geração, que incluía os custos de transmissão, e outra de distribuição. Tal mudança era um passo inicial do processo de desverticalização do setor, que contava com a separação das etapas de geração, transmissão, distribuição e comercialização, que a partir daquele momento seriam consideradas negócios independentes.

Outros decretos foram criados no ano de 1993, também com o intuito de tentar recuperar o setor. O Decreto 915 permitia a criação de consórcios de geração hidrelétrica entre concessionárias e autoprodutores; ele foi criado com a justificativa de se buscar mais investimentos privados no setor elétrico. Seu intuito era que tais consórcios formados aproveitassem o potencial hidrelétrico e retomassem as obras paralisadas em virtude da carência de recursos do governo. Neste período marcado por contenção de tarifas e altos níveis de dívida, houve a paralisação de um programa de geração que, segundo dados de Gomes et al (2002), agregaria cerca de 10 mil MW ao sistema de geração brasileiro. Além de não aumentar a capacidade de oferta do SEB, elas tinham custo financeiro anual de cerca de US\$1,9 bilhão.

Já criando um ambiente propício à iniciativa privada no setor, as desestatizações no setor elétrico finalmente se iniciaram em 1995. Duas promulgações de lei se destacam neste ano. Em fevereiro, foi promulgada a Lei nº 8.987, conhecida como a Lei Geral das Concessões. Dentre outros pontos, alguns aspectos relevantes para o setor elétrico foram: a exigência de prazo determinado para a concessão, e os critérios utilizados para a outorga da concessão, onde se selecionava a concessionária ou consórcio que oferecesse a maior tarifa pelos serviços prestados.

Em julho do mesmo ano, foi promulgada a Lei nº 9.074, que serviu como um complemento à lei anterior. Ela criou a figura jurídica do Produtor Independente de Energia (PIE), estabeleceu regras para o livre acesso no sistema de transmissão, e criou também o conceito de Consumidor Livre, que dava liberdade aos grandes consumidores de escolherem seus supridores de energia. O PIE e o consumidor livre poderiam negociar contratos de compra e venda de energia.

As mudanças no regime regulatório foram realizadas com o intuito de privatizar o setor, que de fato se inicia no ano de 1995. Conforme já planejado pelo BNDES e pelo Ministério da Fazenda, a ESCELSA e a LIGHT foram as primeiras empresas do setor a serem privatizadas. Apesar de fortes opiniões contrárias, principalmente de sindicatos e da população, e com polêmicas acerca de seus preços de venda, a ESCELSA foi privatizada em julho de 1995, e a Light em maio de 1996. A partir da privatização destas duas distribuidoras federais, houve o mesmo processo em diversas distribuidoras estaduais, em ritmo bastante acelerado.

Um ponto relevante de muita discussão foi o fato de que as primeiras privatizações ocorreram sem a existência de um agente regulador que supervisionasse tais mudanças e

decidisse sobre as disputas sobre as áreas. O processo de privatização foi realizado sem haver um estudo prévio sobre a reforma.

Através da Lei nº 9427, cria-se a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que teria como papel o ato de regular e fiscalizar todas as etapas produtivas da cadeia de suprimento de eletricidade. Além disso, seria a responsável por promover as licitações para outorga de concessões e fixaria os critérios de cálculo de preço de transporte. Consolidou-se então o novo aparato regulatório do setor.

Paralelamente à constituição da agência reguladora, a Eletrobrás juntamente com o MME, contrataram uma empresa de consultoria inglesa, a *Coopers & Lybrand* para auxiliar no desenho institucional de um novo sistema.

Em meados de 1997, a empresa apresenta suas recomendações para o setor elétrico brasileiro. O trabalho ficou conhecido como RE-SEB. O relatório trazia as seguintes recomendações: a criação de um mercado atacadista de eletricidade (MAE); o estabelecimento de contratos iniciais para uma fase de transição para o mercado competitivo; o desmembramento dos ativos de transmissão e a criação de um operador para administrar o sistema interligado nacional (SIN); e a organização das atividades financeiras e de planejamento neste novo cenário (Ferreira, 2000). O projeto tinha dois pontos centrais: manter as funções políticas e de regulamentação nas mãos do governo e transferir ao setor privado a responsabilidade sobre operação e investimento.

Uma mudança importante sugerida era a orientação do sistema para o mercado, com a extinção de um planejamento central determinístico. O planejamento de longo prazo de expansão da geração e transmissão seria feito com horizontes de 25 anos, mas seriam realizados a fins de mera orientação. Caso os investidores não quisessem seguir tais recomendações, poderiam fazer conforme seus planos individuais.

De acordo com Lindolfo Paixão, o gerente-geral do RE-SEB, as questões centrais de discussão eram: estimular a competitividade, apoiando a desverticalização do setor e a continuação das privatizações, assegurar a oferta de energia, estimular os investimentos por parte do setor privado reduzindo os riscos dos investidores, incentivar a eficiência, definir novas funções da Eletrobrás, fortalecer o órgão regulador, limitando o papel do governo ao de formular políticas energéticas e de fiscalização e regulamentação.

No caso das novas funções da Eletrobrás, a empresa limitou-se em acompanhar e incentivar os programas federais, além de permanecer exercendo seu papel de holding. Com a

criação do MAE e do ONS, ela perde seu papel de controladora central do SIN e de planejadora da expansão da geração. Este último fica a cargo das entidades de direito privado.

Dessa forma, o modelo implementado rompeu com o conceito de monopólio em toda a cadeia de eletricidade, permitindo somente os casos de monopólio natural⁴. Sendo assim, as etapas de geração e de comercialização são caracterizadas agora como regime concorrencial, enquanto a transmissão e a distribuição permanecem como monopólios naturais.

Portanto, seguindo as recomendações da consultoria, foram criados em 1998 o MAE e o ONS (Operador Nacional do Sistema). O primeiro permite a introdução da compra de energia competitiva por distribuidores e consumidores livres; assim estimulava-se a competição na geração e comercialização de energia elétrica. Era responsável pelas operações comerciais de contratos de compra e venda. O segundo tinha como objetivo otimizar a operação do sistema, reduzindo custos, atuando independentemente dos interesses dos agentes comerciais. Também teria a responsabilidade de definir a tarifa de energia. Também foi criado o Conselho Nacional de Pesquisa Energética (CNPE), em 1997, para questões relacionadas ao estabelecimento de políticas energéticas no país.

Com a regulamentação do novo modelo já estabelecida, o governo efetua o processo de transferência de seus ativos para o setor privado. É interessante notar que a privatização foi priorizada inicialmente em distribuidoras de energia elétrica. Tal fato se justifica pela percepção de maior inadimplência por parte das distribuidoras; logo, caso não realizadas tais privatizações, poderia haver um receio por parte das empresas geradoras em iniciar novos investimentos, por medo de calote por parte das distribuidoras.

Após ter início no âmbito federal, como já visto as concessionárias estaduais logo iniciaram seus processos de privatização. Para incentivar tal processo, o governo cria o Programa de Estímulo as Privatizações Estaduais (PEPE), aonde o BNDES antecipava recursos financeiros aos Estados assim que as Assembleias Estaduais aprovassem o plano de privatização. Como resultado de tais estímulos, 90% das distribuidoras foram transferidas para o setor privado, enquanto a capacidade de geração tinha 80% de controle por estatais.

Entre 1995 e 1999, a expansão da oferta de energia elétrica decorreu do término de obras iniciadas pelas estatais, com uma média anual de potência adicionada ao sistema de 2.100 MW, enquanto a necessidade para atender ao crescimento da demanda era estimada de 2.500 a 3.000 MW (Sauer, 2002 apud Tonim, 2009, p.42). E em 1999, enquanto a Eletrobrás

⁴ Em tais casos, é mais eficiente economicamente a operação de apenas uma empresa no segmento do que a existência de um mercado de concorrência.

projetava necessidade 85 GW em 2003, a capacidade instalada nominal era de 63,9 GW (Pires et al, 2002 apud Ramalho, 2003, p. 53). Ou seja, no final da década de 90 já era percebida a iminência de uma possível escassez no suprimento de energia.

No final da década, o país passou por melhora das condições econômicas, e voltou a apresentar bons níveis de crescimento do PIB com a manutenção da inflação também a níveis baixos. O crescimento permanece até o ano de 2001, que foi marcado por um conjunto de crises: a crise da Argentina, os atentados terroristas de 11 de setembro nos Estados Unidos e a crise elétrica que o Brasil enfrentou.

Com a melhora das condições econômicas, o consumo de eletricidade cresce a taxas mais altas que a do PIB, enquanto o número de investimentos no setor elétrico segue em níveis baixos desde 1995. Tais números podem ser vistos na tabela abaixo.

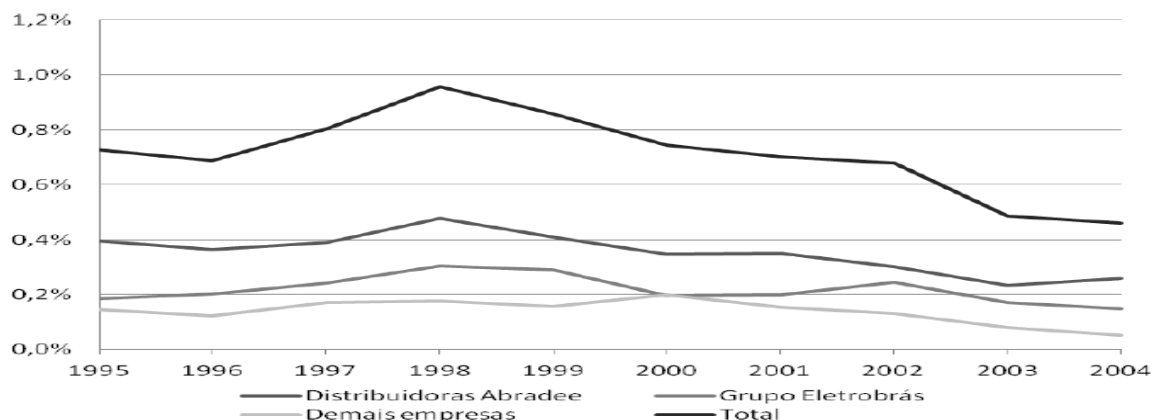
Tabela 1 – Crescimento médio anual da capacidade instalada, PIB e consumo elétrico: 1981 a 2009.

	<i>Capacidade instalada</i>	<i>PIB</i>	<i>Consumo</i>			
			<i>Total</i>	<i>Industrial</i>	<i>Comercial</i>	<i>Residencial</i>
1981-1990	4,8	1,6	5,9	5,4	5,5	7,4
1991-2000	3,3	2,6	4,1	2,4	7,1	5,8
2001-2009	4,2	3,2	2,9	2,8	3,5	2,4

Fonte: Pires et al (2001); ANEEL e IBGE. Elaboração: Garcia (2011).

As dificuldades na transição de um modelo majoritariamente estatal para um de regime misto, juntamente com as características incertas do parque gerador hídrico brasileiro, geraram incertezas na decisão de investimentos, segundo Rego (2007). No gráfico abaixo, visualiza-se a redução do nível de investimentos totais entre 1995 e 2004.

Gráfico 1 – Investimentos no setor elétrico, em percentual do PIB: 1995-2004



Fonte: Almeida e Negrão (2007) apud Garcia (2011).

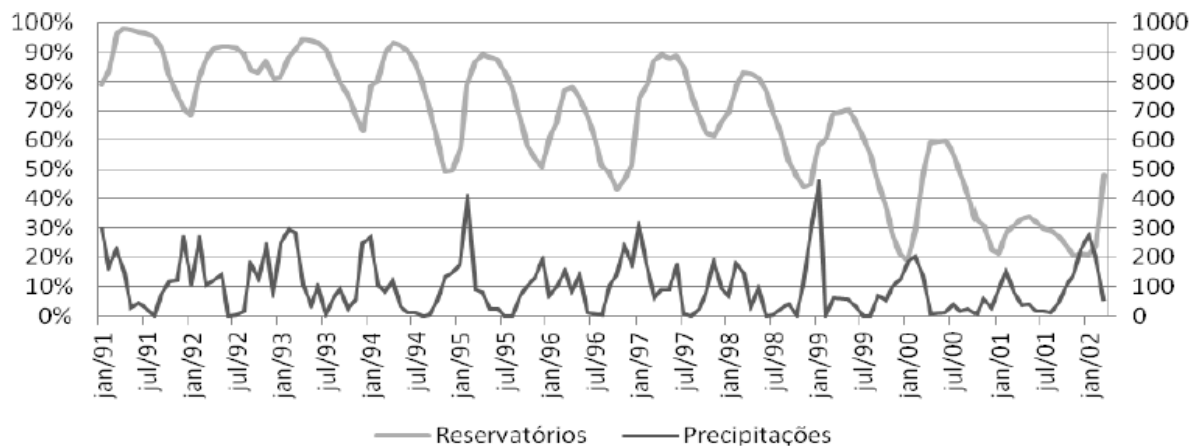
Excetuando-se os anos de 1996 a 1998, onde o setor privado realizou obras de expansão, principalmente no setor de distribuição, no ano seguinte a tendência de queda é retomada, persistindo até o início dos anos 2000.

Outros motivos para a diminuição dos investimentos foram a preferência do setor privado em comprar ativos operacionais de geração; incentivos públicos para a compra de unidades de produção já instaladas, em detrimento à criação de novas unidades de geração, além de um clima de incerteza regulatória que pairava no sistema e de lentidão no processo de análise e decisão feitas pela ANEEL nos processos de licitação das construções de novas hidrelétricas.

Comparando a tabela de crescimento do consumo com o gráfico de diminuição dos investimentos, percebe-se a defasagem que ocorria na década de 90 entre a evolução da capacidade instalada e o crescimento da demanda no SIN.

A escassez de oferta perante o aumento da demanda fez com que se usassem em excesso os reservatórios de água, principalmente nos períodos secos. Sauer (2002) afirma que as depleções ocorreram em número significativo entre os anos de 1994 e 2000. Por ter um sistema extremamente dependente do potencial hidrelétrico, especialistas afirmavam que para garantir o suprimento com segurança, no período seco, as usinas deveriam manter em reserva cerca de 50% da sua capacidade. Em 2001, logo após o período de verão, que é o mais chuvoso, os reservatórios da região Sudeste se encontravam com apenas 34% de sua capacidade total. No gráfico abaixo são apresentados os níveis dos reservatórios e precipitações na região Sudeste.

Gráfico 2 – Nível dos reservatórios e precipitações na Região Sudeste: 1991-2002.



Fonte: CPTEC e Goldenberg e Prado (2003) apud Garcia (2011).

Verifica-se que no ano de 1999, os reservatórios já alcançavam níveis extremamente baixos. A hidrologia adversa no ano de 2000 somente precipitou a crise elétrica, que já se encontrava encaminhada. A seca persiste no ano de 2001, tanto no sistema do Sudeste, como também no sistema da região Nordeste.

Portanto, com o crescimento do nível de consumo e o não acompanhamento do nível de investimentos para assegurar a oferta deste novo consumo, num ambiente hidrológico desfavorável, o país entra em crise de racionamento no ano de 2001.

Quando o governo admitiu a crise de energia, o MME propôs interrupções temporárias no abastecimento. Criou-se a Câmara de Gestão de Crise Energética (CGCE), que tinha poderes extraordinários, inclusive de tomar decisões instantâneas e a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Em maio de 2001, a comissão foi criada e teve o prazo de sessenta dias para avaliar o problema e esclarecer as causas do desequilíbrio entre oferta e demanda. A CGCE deveria implantar medidas para retomar o equilíbrio.

O plano proposto pela CGCE incluía todas as regiões do país, exceto a região Sul. Ao contrário do que o MME propôs, as medidas que foram tomadas vieram por meio de metas de consumo para todos os setores consumidores. Caso não fossem cumpridas, as punições viriam na forma de multas e cortes temporários no abastecimento.

A comissão, após ter realizado o diagnóstico setorial, apresenta em julho de 2001 o Relatório Kelman, que apresenta as principais causas, em seu parecer, da crise de abastecimento que o país sofria. Destacou-se que a crise hidrológica apenas antecipou uma crise que já iria ocorrer, pois o sistema se encontrava em franco desequilíbrio.

Segundo Tolmasquim (2011), a comissão apontou que o fator predominante para a ocorrência da crise seria o atraso da entrada em operação de obras de geração e transmissão e a ausência de novos empreendimentos na geração. A demanda cresceu conforme as projeções, porém a oferta não acompanhou seu ritmo.

A comissão também apontou como um dos principais problemas a ineficácia da gestão intragovernamental. O fluxo de informações entre as instâncias do setor era inadequado, com cada instituição agindo de acordo com sua lógica interna. Não havia um ator central que verificasse o funcionamento do sistema de forma global, fiscalizando e coordenando as tomadas de ações. A ausência de regras claras e estáveis também não propiciava um ambiente adequado e encorajador aos investidores do setor privado. Havia ausência de planejamento estrutural e coordenação entre os diversos agentes do setor elétrico.

Após a crise de 2001, o cenário era desafiador. As empresas viram suas receitas diminuindo com a redução do consumo, o que aumentava seu endividamento; e também se viam expostas a preços mais baixos já que uma vez findo o racionamento, houve um aumento de oferta no mercado. Apesar de todos os problemas, tal crise também desenvolveu certos aspectos positivos: após o relatório Kelman, o governo se empenhou em implantar uma agência reguladora mais independente, com foco na proteção dos consumidores e na criação de um ambiente competitivo e também criou um arcabouço institucional para o sistema de produção, que através de leilões inversos, onde a menor tarifa ofertada vencida, atraiu novos investimentos.

Porém, ainda no governo FHC, ainda não haviam sido definidas regras claras de atuação, mesmo tendo havido legítimos sinais de esforço nesse caminho. O governo sinalizava que gostaria de diversificar a matriz, para garantir uma maior segurança no abastecimento e obter uma menor dependência do sistema hidrelétrico. Com um novo padrão de consumo difundido na sociedade brasileira e a aparente retomada no nível de investimentos, entra-se em 2002 em um ambiente de disputas políticas pelo novo governo, onde o setor elétrico era peça chave nos discursos.

O então candidato à presidência Luis Inácio Lula da Silva, percebendo a importância do setor, lança em conjunto com grandes nomes envolvidos no setor à época, como Dilma Rousseff e Mauricio Tolmasquim, um documento chamado “Diretrizes e Linhas de Ação para o Setor Elétrico Brasileiro”.

Vencidas as eleições, Lula e sua nova estrutura ministerial, continua as discussões iniciadas no governo anterior sobre as reformas estruturais do setor elétrico. É neste novo cenário político que se inicia então o processo de reforma da reforma do setor elétrico, que culmina no Novo Modelo do Setor Elétrico em 2003.

O próximo capítulo então trará um estudo detalhado sobre o novo modelo, o comparando ao modelo anterior, analisando as mudanças regulatórias, estruturais e institucionais feitas pelo governo para realçar o equilíbrio e a segurança do setor elétrico brasileiro.

CAPÍTULO II – O NOVO MODELO DO SETOR ELÉTRICO

Neste capítulo o novo modelo formulado em 2004 é explicado e analisado. Vigente até os dias atuais, sua elaboração reuniu diversos especialistas no setor, de modo a entenderem os fatores que culminaram na crise de 2001 e a partir disto, determinar metas e objetivos para a reestruturação do setor.

Na seção II. 1 apresentam-se as características do novo modelo: o novo arcabouço regulatório, o novo modelo de comercialização, entre outras mudanças propostas. Na seção seguinte, a II. 2 discute-se sobre a retomada do planejamento do setor. Tal atividade foi abandonada pelo setor estatal na década de 90 e, portanto, muitos especialistas apontam tal ato como motivo principal que culminou na crise de 2001. Os técnicos do novo modelo então consideram o planejamento um objetivo essencial na agenda energética brasileira. A seção II. 3 retrata outra meta importante estabelecida no novo modelo, a comercialização do setor elétrico. A última seção inicia o debate sobre os impactos das mudanças na matriz elétrica brasileira, assunto que será mais aprofundado no próximo capítulo.

II. 1. CARACTERÍSTICAS DO NOVO MODELO

Como visto no segundo capítulo, o setor elétrico passou por inúmeras mudanças desde seu surgimento. Se em seu auge, na década de 50-80, o setor era liderado pelo setor público, e planejado de forma centralizada, vê-se uma mudança na década de 1990, observando-se uma transição em direção às privatizações.

Tais processos se iniciam no governo Collor e finalmente se concretizam no governo FHC, porém de forma descentralizada, sem uma base regulatória que dite as regras de como elas deveriam ser realizadas. Tal fato leva a uma queda no nível dos investimentos, principalmente os oriundos do governo, ao mesmo tempo em que a demanda aumenta. O resultado é a crise de racionamento ocorrida em 2001, que se torna o divisor de águas entre o modelo antigo e o Novo Modelo, que entra em vigor com o novo governo, eleito em 2002.

O novo governo herdou um setor em situações caóticas; apesar da melhora nas condições econômicas no final da década de 1990, a crise do racionamento fez com que houvesse uma redução da demanda, em pelo menos 20%. Segundo Castro (2004), o setor elétrico foi fator determinante para a crise econômica que se instalou no país pós-racionamento, levando a uma redução de 2% no PIB. O contexto ainda contava com um alto endividamento por parte das distribuidoras, e um excesso de oferta de eletricidade derivado das medidas, tomadas pelo antigo governo, de combate à crise.

Com um orçamento restrito, o novo governo entendeu que o setor de infraestrutura necessitava receber investimentos do setor privado, e por isso as agências reguladoras estatais se tornavam ainda mais essenciais, devendo incentivar a concorrência, evitando mercados concentrados, e fiscalizando as atividades para que estas fossem as mais benéficas para a sociedade.

Concordava-se que a privatização em si não havia sido um problema, e sim a forma como esta fora conduzida. Como o setor privado investiu mais no segmento de distribuição, por ser mais lucrativo, e com a diminuição dos investimentos do governo, ainda responsáveis por 90% da capacidade geradora de eletricidade no país, não houve ampliação da capacidade instalada do país (Castro, 2004).

Apesar de não considerarem a privatização um problema em si, o governo através da Lei 10.848, retira do PND a Eletrobrás e suas subsidiárias. Tal medida reforçou a ideia de que não se daria continuidade aos passos do governo anterior, e que o foco seria manter um modelo híbrido, com empresas públicas concorrendo e atuando lado a lado com empresas privadas.

Dadas tais condições, em 2003 o governo dá o pontapé inicial na reforma mais recente do setor elétrico brasileiro. Neste ano, como primeiro ato formal, o MME criou um grupo de trabalho (GT) formado por técnicos do setor elétrico, para trabalhar propostas e recomendações para o novo modelo. A partir das contribuições deste GT, foi formulada a “Proposta de Modelo Institucional do Setor Elétrico”, sendo formalmente publicada em dezembro do mesmo ano pelo MME.

Em tal proposta, destacam-se os principais objetivos da reformulação do novo modelo. Dentre eles, segundo Landi (2006), destaca-se: i) modicidade tarifária, para os consumidores; ii) continuidade e qualidade da prestação de serviço; iii) justa remuneração para os investidores; iv) universalização do acesso e do uso dos serviços de energia elétrica.

Também se propunham a criação de novos agentes para o setor; tais criações começam ser formalizadas em 2003. A primeira delas foi a Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ela seria a responsável pelo planejamento de longo prazo do setor, marcando a retomada da centralização do planejamento de longo prazo pelo setor público. Destaca-se que o planejamento se tornaria centralizado, porém se manteria a livre concorrência nos mercados de geração e comercialização e os segmentos de transmissão e distribuição permaneceriam sendo monopólios naturais.

Outros órgãos institucionais foram criados no ano seguinte, como o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), responsável pela segurança do suprimento de eletricidade, e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), lócus dos contratos de compra e venda de energia no setor. A CCEE foi criada em substituição ao MAE.

O modelo de despacho permaneceu o mesmo, sendo controlado pelo ONS, que manteve suas funções nesse novo governo. Por permanecer um sistema majoritariamente de origem hidráulica, perpetua-se a utilização do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) que se caracteriza por um modelo de trocas de energia entre as usinas que mais e menos produzem, chegando a um equilíbrio entre todo o SIN. Tal mecanismo ajudou a reduzir riscos, principalmente aos geradores hidrelétricos, que conseguem manter sua garantia de suprimento de energia assegurada.

Após traçados os novos agentes e suas funções, determina-se a execução de planos, que sob a responsabilidade da EPE serão responsáveis pela expansão do setor. Um dos mais importantes é o Plano Decenal de Energia (PDE), que cobre um horizonte de 10 anos. Ele é planejado de forma a perseguir uma eficiência alocativa, transparência e modicidade tarifária, além de garantir os outros pilares do novo modelo, a segurança e a universalização.

Conforme citado por Tolmasquim (2011), desde a formulação das propostas feitas pelo GT, o foco das discussões era o modelo de comercialização de energia elétrica. Portanto, de acordo com a nova regulamentação, a comercialização de energia elétrica passa a ocorrer em dois ambientes diferenciados: no de contratação regulada (ACR) e no de contratação livre (ACL). No ACR se encontram todos os consumidores cativos e os distribuidores; as compras são realizadas sempre através de licitações pelo critério de menor tarifa ofertada. Destaca-se a separação entre leilões de energia existente e leilões de energia nova⁵. Já no ACL estão os consumidores livres, que pela legislação são aqueles cuja demanda ultrapassa 3 MW, e os comercializadores⁶, que negociam livremente seus contratos de compra e venda. A ação dos comercializadores se encontra restrita ao ACL.

Quanto à geração de energia, há três tipos de classificação: o concessionário de serviço público; o produtor independente (PIE) e o autoprodutor.

⁵ Denomina-se “energia velha ou existente” aquela proveniente de usinas já existentes, em geral já amortizados. No caso da energia nova, se refere à energia proveniente de instalações novas, que ainda não foram amortizadas.

⁶ A figura do comercializador surge para facilitar a contratação de energia; não envolvido diretamente com a produção de energia, ele estuda as melhores condições de compra e venda de energia, intermediando a relação entre geradores e consumidores livres.

Os primeiros são os agentes titulares de serviço público que detêm a responsabilidade de explorar e prestar tais serviços; o autoprodutor é aquele que produz energia para seu próprio uso, podendo, por ventura, comercializar o excedente desde que seja autorizado pela ANEEL; e o PIE são pessoas jurídicas produtores de energia elétrica que estão sujeitas às regras de comercialização seja no ACR quanto no ACL. Este tem acesso livre aos sistemas de transmissão e distribuição, pagando somente os custos de transporte.

Todos os agentes geradores precisam de concessão e/ou autorização para produzir eletricidade com a finalidade de comércio, e de modo geral, não detêm autonomia na decisão de produção. Segundo Tolmasquim (2011), cabe ao ONS, em seu planejamento de despacho, determinar quanto cada usina deve produzir a cada momento, de acordo com a necessidade de atendimento da demanda.

Como já mencionado, neste novo mercado competitivo, toda a contratação de oferta no ACR será feita através de licitações. No novo modelo, todos os agentes responsáveis pela distribuição de eletricidade têm a obrigação de garantir 100% de atendimento da demanda do seu mercado, mediante contratos registrados na CCEE. Da mesma forma, todos os agentes vencedores dos leilões terão que garantir 100% de seus contratos, apresentando lastro de garantia de energia e potência.

Para isso, através do mecanismo de *pool*, todas as empresas distribuidoras formam um conjunto de contratação que resultará no total de quantidade de energia elétrica demandada. A partir desse levantamento, a EPE planeja a expansão da oferta de modo a atender toda a demanda futura, estabelecendo preços limites a serem ofertados nos leilões, separando por tipos de fontes, definindo então quais empreendimentos (sejam usinas hidrelétricas, térmicas, solares, etc.) serão participantes dos leilões. O principal critério é a decisão de compra por menor tarifa ofertada.

No ACR, os contratos estabelecidos podem ser de dois tipos: contratos de quantidade de energia, normalmente utilizados para leilões de geração hídrica; e contratos de disponibilidade de energia, normalmente utilizados para leilões de usinas térmicas. No primeiro, a usina geradora deve assegurar o fornecimento de um volume determinado assumindo todos os riscos, principalmente hidrológico; portanto os geradores ficam sujeitos a sobras ou déficits que serão liquidados ao PLD. No segundo, a usina compromete-se a disponibilizar um volume específico de capacidade ao ACR, caso seja necessário. Os riscos da variação da produção de energia em relação à energia assegurada são alocados ao pool de

distribuidoras que repassam aos seus consumidores; e são previstas remunerações fixas aos geradores, independente do que for efetivamente gerado.

A duração dos contratos estabelecidos depende do tipo de leilão que foi realizado. No quadro abaixo, determinam-se todos os tipos existentes de leilões neste novo mercado.

Quadro 1 – Tipos de Leilões Regulados pelo Decreto 5.163/04

Leilão	Objeto	Vigência
A-1	Energia existente	de 5 a 15 anos, contados do ano seguinte ao da realização do leilão
A-3	Energia de novos empreendimentos	de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento
A-5	Energia de novos empreendimentos	de 15 a 30 anos, contados do início do suprimento
Entre A-3 e A-5	Energia de fontes alternativas	de 10 a 30 anos, contados do início do suprimento
Ajuste	Energia existente	até 2 anos
Energia existente²	Energia existente	– Mínimo de 8 anos, para início de suprimento em 2005, 2006 e 2007. – Mínimo de 5 anos, para início de suprimento em 2008 e 2009.

Fonte: Silva (2010)

A criação destes dois ambientes de contratação, o ACR e o ACL trazem maior transparência à atuação das distribuidoras, que com o critério de menor tarifa a vencer a licitação, acaba por trazer um benefício adicional de referência de preço aos consumidores, fator que antes era desconhecido dos potenciais compradores em geral.

Todas as características citadas foram mudanças deste novo modelo que tem como objetivo três pilares fundamentais: segurança do suprimento, modicidade tarifária e universalização ao acesso. Apresentadas tais características, o trabalho analisa então mais profundamente algumas particularidades do modelo.

II. 2. PLANEJAMENTO DO SETOR

No Brasil, a alta dependência da geração hidrelétrica faz com que a coordenação do investimento e operação seja um desafio para os novos agentes do SEB. Isto ocorre porque a geração hidrelétrica demanda um alto grau de coordenação a fim de otimizar a geração oriunda de diferentes usinas com condições hidrológicas distintas, de modo a minimizar também o consumo de combustíveis nas térmicas. Aliado ao crescimento da demanda a taxas elevadas, o risco regulatório se torna bem maior.

As primeiras fases de planejamento, que são a elaboração dos planos, são de responsabilidade da EPE, e o monitoramento destes é responsabilidade da CMSE. O primeiro

define a estratégia de expansão de forma integrada ao planejamento energético, que leva em conta toda a matriz energética do país, incluindo a eletricidade.

O PDE analisa economicamente os projetos de geração e transmissão considerando as projeções de expansão da capacidade instalada, dados de demanda e eficiência energética de cada fonte. Ele sinaliza a prioridade com que devem ser construídas as usinas e/ou a necessidade de revisão ou atualização dos empreendimentos já construídos.

A partir dos PDEs, a função de planejamento se assegura da ampliação da capacidade instalada do SIN, definindo as licitações de usinas e linhas de transmissão. Definidas estas premissas, para atrair o capital de investimento, se garante que nenhuma obra de geração, seja ela de qualquer fonte, será licitada sem um projeto prévio básico, relatório do passivo social e impactos ambientais, e sem o licenciamento ambiental, permitindo a avaliação correta de todos os custos pelo empreendedor (Sauer, 2002).

As obras são licitadas então pelo critério de menor custo, e uma vez que os leilões são realizados, os resultados determinam a quantidade ofertada que será usada para a elaboração do Plano de Operação. O órgão de operação, ONS, controla todo o SIN, além de sistemas isolados⁷. O ONS faz o registro da produção e dos fluxos elétricos que passam pelas linhas de transmissão que controla, e com os dados resultantes conseguem analisar o desempenho do sistema. Tais dados devem ser divulgados, com frequência mensal, e a ANEEL baseada em tais dados, deve realizar auditorias para propor melhoras nos aspectos que estejam aquém da qualidade demandada. Além disso, os registros também são úteis para o processo de contabilização que ocorrem no mercado de curto prazo da CCEE.

Outro ponto interessante que concerne o ONS é o fato de que a existência de um parque majoritariamente hidrelétrico, e dominado por grandes usinas com grandes reservatórios implica em certas peculiaridades. Tais reservatórios possibilitam o armazenamento de energia, permitindo ajustes rápidos e pouco custosos de acordo com a variação do consumo e da demanda. Ao mesmo tempo, o nível dos reservatórios depende de vários fatores, entre eles, a própria capacidade de armazenagem, o uso da água e o regime de chuvas, que tem natureza instável. É o que faz com que a existência do reservatório em si carregue um paradoxo: ao mesmo tempo em que facilita a administração dos riscos, estes não podem ser eliminados. O papel do ONS então é analisar o custo de deplecionamento do

⁷ O SIN abrange a maior parte do território brasileiro e é constituído pelo atendimento às regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Os sistemas isolados, por sua vez, se concentram principalmente na região Amazônica, no Norte do país.

reservatório em função do custo de outras fontes geradoras e do impacto econômico que um colapso no fornecimento de energia elétrica teria no mercado (Correia et al, 2006).

Neste novo modelo do setor elétrico, o planejamento é etapa crucial para o bom e eficiente funcionamento do SEB. É através dele que o governo poderá elaborar uma política energética que assegure a disponibilidade de energia a preços razoáveis.

Outra mudança crucial para o funcionamento do novo modelo concerne à comercialização de energia elétrica. O antigo MAE se transforma em CCEE e com o uso de licitações e criações de novos ambientes de comercialização, novas características e regras são formuladas, determinando um ponto essencial para o desenvolvimento da regulação do setor elétrico.

II. 3. MODELO DE COMERCIALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

Conforme já mencionado, a lei 10.848 declara, entre outros itens, que: i) toda demanda deve ser 100% contratada; ii) todo contrato deve ser respaldado por capacidade firme de geração e iii) toda contratação das distribuidoras deve ser realizada por meio de leilões (Rego, 2007). Todos os contratos devem ser registrados para contabilização na CCEE.

A reestruturação do mercado atacadista tinha como objetivo melhorar as condições para a retomada do parque de expansão da geração. O conceito de energia assegurada (ou montante total da capacidade) foi adotado como ponto central do planejamento realizado pela EPE.

O conceito de energia assegurada foi alterado do modelo anterior para o que é entendido hoje. Até 1990, a ideia de energia firme (ou assegurada) era a quantidade máxima que podia ser gerada considerando a pior afluência já registrada. Posteriormente, a energia assegurada era calculada numa fração de uma série de simulações de hidrologias adversas.

A partir da reforma liberal da década de 90, o ONS determinava a quantidade e o momento oportuno para a geração de cada usina de acordo com a demanda, papel que ainda realiza no atual modelo. A energia assegurada era fundamental para a remuneração dos geradores, pois limitava a quantidade de energia que poderia ser comercializada. Desta forma, o risco hidrológico destes aumentava, já que poderiam não ter água suficiente para honrarem seus contratos no momento que o ONS indicava.

Como no atual modelo a decisão de geração não cabe mais às usinas geradoras, a solução encontrada pelo governo foi a de compartilhar os riscos entre todas as usinas

despachadas através do mecanismo de realocação de energia (MRE). Ele realoca contabilmente a energia entre os geradores, transferindo excedentes de usinas com geração superior à sua garantia física para àquelas com geração inferior. A intenção é garantir que haja comercialização por parte de todos os agentes, mesmo que não reflita a real garantia física de cada um deles.

O mercado de curto prazo é outro ambiente no modelo de comercialização, além do ACR e do ACL. Em todos os contratos, devem ser mantidas contratadas 100% da demanda, e as diferenças (entre o que foi contratado e o que foi efetivamente consumido) são apuradas e liquidadas mensalmente na CCEE, pelo preço de liquidação de diferenças (PLD). Tais diferenças são liquidadas no mercado de curto prazo. O PLD é calculado semanalmente pela CCEE, e reflete o custo marginal de operação (CMO). Ou seja, o preço do mercado spot reflete o custo de produção de uma unidade de energia adicional a última unidade consumida pelo mercado, o que explica a alta volatilidade de tal preço.

Esse desenho de mercado de comercialização brasileiro foi formulado principalmente pelas condições específicas e únicas do SEB, cuja predominância da matriz elétrica é de origem hídrica. Ou seja, o preço do mercado de curto prazo tende a ser baixo em períodos de hidrologia normal e muito alto em períodos mais desfavoráveis.

Com o objetivo de diminuir o risco de déficit no suprimento de eletricidade, o conceito de energia assegurada foi estendido para todas as outras fontes geradoras. Assim, para todas elas, mesmo que não sejam fontes de característica intermitente, como é o caso das usinas térmicas, a energia é limitada não pela capacidade instalada, mas pela garantia física, que é atribuída no ato da outorga do leilão.

Segundo Losekann (2014b), negociar a oferta de eletricidade no longo prazo através de leilões centralizados foi uma ferramenta importante para garantir a expansão sustentada do parque gerador. Os contratos e o financiamento criaram uma atmosfera mais segura para os investidores.

Diante dos dados dos planejamentos e dos atos de comercialização do setor, verifica-se o desenho do setor elétrico, observando-se a importância das fontes hídrica e térmica no SEB. Dito isto, analisa-se agora a matriz elétrica brasileira e suas mudanças com a nova reforma do setor elétrico.

II. 4. IMPACTOS DA REFORMA NA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

Estudos indicam que o Brasil possui a maior reserva de água doce superficial no planeta, equivalente a 12% do total mundial, e detém um potencial de geração hidrelétrica de 248 GW segundo dados do SIPOT (Eletrobrás, 2016), sendo que apenas 105 GW destes estão em operação. (MME, 2012, p.1).

Com o objetivo de usar os estoques de água da maneira mais eficiente possível, o modelo hidrelétrico brasileiro foi desenvolvido com reservatórios de regularização plurianual, visando reduzir os riscos hidrológicos em regimes de chuvas desfavoráveis. Os últimos dados do ONS mostram a capacidade de armazenamento dos reservatórios das regiões do país, conforme tabela abaixo.

Tabela 2 – Capacidade máxima de armazenamento MWmês

SUDESTE / CENTRO-OESTE	203.343
SUL	20.100
NORDESTE	51.809
NORTE	15.041

Fonte: ONS (2017).

Como se verifica na tabela, a região com menor capacidade de armazenamento é a região Norte. O aspecto mais importante é que a maior parte do potencial ainda inexplorado se encontra nesta mesma região, principalmente na região amazônica. Segundo o relatório do PNE 2030 (EPE, 2007), mais de 60% apresenta restrições territoriais e/ou ambientais.

Como o grande potencial de criação de capacidade instalada se encontra em uma região com tantas restrições à construção de grandes reservatórios, o sistema de geração hidrelétrico começa a passar por significativas mudanças. As usinas novas são construídas em regime de fio d'água, isto é, sem capacidade de acumulação. Com esta nova característica, muda-se também a operação do sistema, que não conta mais com o estoque de águas em períodos secos, tendo que acionar usinas de outras fontes, principalmente as térmicas, aumentando o PLD e impactando tanto na economia, quanto no meio ambiente por se tratar de uma energia mais “suja”.

No novo modelo, expandir a capacidade de geração de eletricidade significa contratar novas instalações por meio dos leilões. Com base nos dados dos planejamentos realizados pela EPE, se projeta o nível de demanda e então se iniciam os leilões, visando a maior

atratividade de investimentos possíveis. A atratividade, por sua vez, depende diretamente da evolução esperada dos custos de expansão.

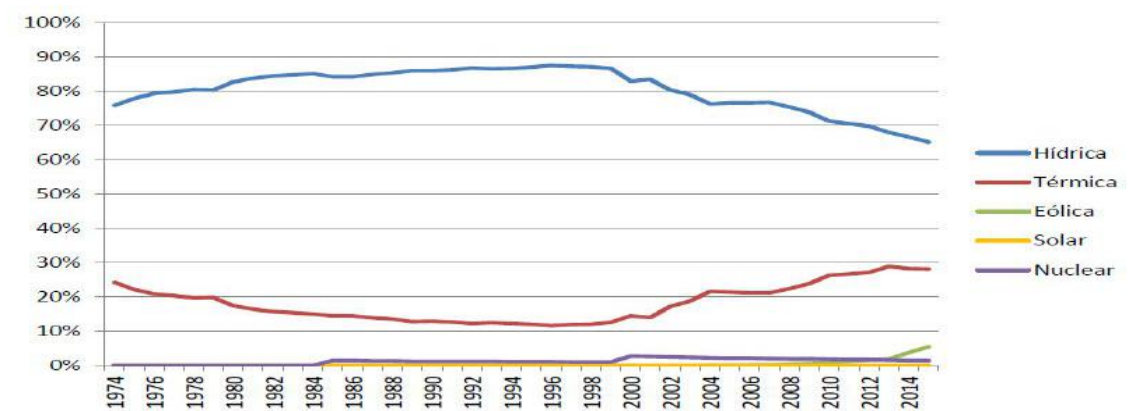
A construção de usinas hidrelétricas, são mais custosas e de remuneração mais demorada, logo não são tão atrativas do ponto de vista econômico. Visando um equilíbrio técnico-econômico, o MME, quando necessário, prioriza a licitação de usinas termelétricas ou de fontes alternativas, que embora gerem eletricidade mais cara, são menos intensivas em capital e encontram maiores facilidades de financiamento (Correia et al, 2006).

Como critério de garantia de suprimento de energia, o MME considera como o teto para o risco de ocorrência de déficit de energia o não atendimento de 5% do mercado. Um instrumento usado para monitorar tal operação é a curva de aversão ao risco, que mostra a evolução dos requisitos mínimos de energia armazenável para atendimento de toda a carga (Mercedes et al, 2015).

Os dados do BEN 2016 mostram que a indústria elétrica brasileira alcançou a capacidade instalada de geração de 150.338 MW em 2016, um acréscimo de 9.479 MW em comparação ao ano anterior. As centrais hidrelétricas contribuíram com 55,6%, enquanto as termelétricas responderam por 18,1% da capacidade instalada (EPE, 2016a).

A matriz elétrica vem apresentando uma crescente participação termelétrica, principalmente a partir de 2000, através de incentivos governamentais. Esse fato é enfatizado no gráfico abaixo, com dados da EPE no BEN 2016.

Gráfico 3 – Evolução da participação na Capacidade Instalada por tipo de fonte: 1974-2015 (em%).



Fonte: Corrêa (2017).

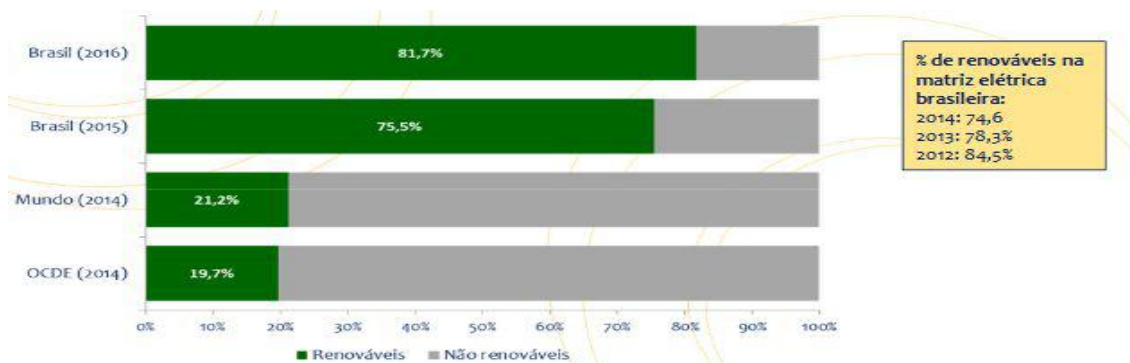
Conforme destaca Romeiro (2015), a complementação térmica foi concebida no SEB para ser totalmente flexível, de modo a operar esporádica e pontualmente em situações de hidrologia adversa. Através do contrato de disponibilidade, as usinas deveriam ter como garantir energia assegurada quando fosse necessário o despacho, segundo o ONS. O planejamento da expansão então foi desenhado de modo a aproveitar ao máximo o potencial hidrelétrico remanescente, tendo as usinas térmicas como fontes de backup da reserva hídrica.

A geração hidrelétrica é uma variável estocástica, pois depende das condições hidrológicas futuras (Tolmasquim, 2011). O despacho em sistemas hidrotérmicos é uma operação que traz consequências não só para o momento que ocorre como também em momentos futuros. O uso expressivo dos recursos hídricos antes de períodos secos (caso que ocorreu no período da crise do racionamento) pode fazer com que seja necessário um despacho térmico mais extenso no futuro, o que aumentam os custos financeiros, já que altera o PLD. Assim como o uso das térmicas em períodos de bastante afluência pode influir em desperdício de energia.

O governo criou em 2002 o PROINFA, que foi um programa constituído por lei cujo objetivo era incentivar a construção de usinas de fontes alternativas, como as PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas), usinas eólicas e usinas de biomassa. Todas estas fontes também funcionam como complementares às grandes usinas hidrelétricas, e de fato, vem aumentando sua participação na matriz elétrica brasileira a cada ano. Seguindo o BEN 2017 (EPE, 2017, p. 184), evidencia-se um aumento de 1.820 PCHs em 2007 para 4.941 em 2016; assim como as usinas de biomassa sobem de 4.103 em 2007 para 14.147 em 2016.

Esta é outra característica bem peculiar do sistema brasileiro: a grande participação de fontes limpas, de energia renovável como unidades geradoras de energia elétrica. Tal fato é evidenciado no gráfico abaixo, que compara as matrizes elétricas brasileiras e mundiais.

Gráfico 4 – Participação de Renováveis na Matriz Elétrica



Fonte: EPE (BEN 2017).

Percebe-se uma diminuição da participação destas entre os anos de 2012 e 2014, devido à piora da hidrologia, levando a baixos níveis nos reservatórios. Porém com o aumento de incentivos ao uso de fontes de geração como a eólica e a solar, tal participação vem aumentando novamente nos últimos anos.

A expectativa é que as fontes alternativas continuem aumentando sua participação na matriz elétrica brasileira, principalmente através da geração eólica e da solar fotovoltaica. Porém, assim como a energia hídrica, tais fontes também apresentam a característica da intermitência, evidenciando então uma necessidade de continuação da complementaridade com fontes cujo despacho é controlável, como é o caso das usinas termelétricas.

Por ter esta característica de possuir um sistema predominantemente renovável, e, além disso, ser majoritariamente dependente de fontes intermitentes, o Brasil incorporou em sua análise de expansão do parque gerador os diferentes custos e benefícios de fontes intermitentes e firmes. Segundo Losekann et al (2014), com a reforma e a introdução de leilões para a contratação de usinas de energia (novas e/ou existentes), criou-se um índice Custo Benefício (ICB).

Sua metodologia de cálculo foi apresentada pela EPE através de uma nota técnica em dezembro de 2005 e foi definido como a razão entre o custo global do empreendimento e o benefício energético de sua integração ao sistema. O benefício é dado por sua garantia física, e o custo inclui o custo fixo da planta e uma previsão dos futuros custos marginais de operação (CMO) do sistema.

Devido à predominância da geração hídrica, o ICB depende das afluições futuras, que determinam o custo de oportunidade da água retida nos reservatórios e que, conseqüentemente, balizam as ordens de despacho hidrotérmico realizados pelo ONS.

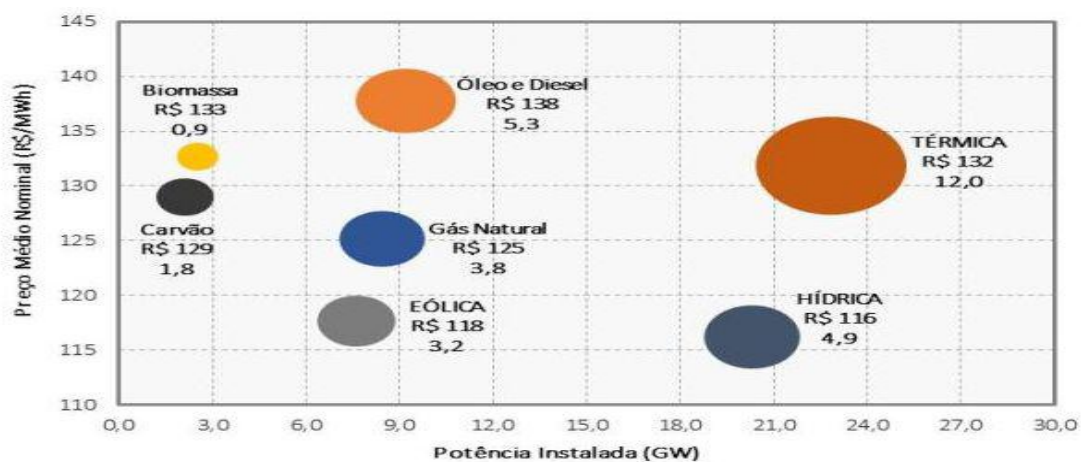
Conforme Losekann et al (2014), o ICB foi elaborado considerando as particularidades do sistema brasileiro, que é caracterizado com o uso das águas dos reservatórios, com a entrada de usinas térmicas como backup em situações adversas. Por esse motivo, o ICB privilegia projetos de usinas com baixo custo fixo e alto custo variável unitário (CVU). O perfil de um parque gerador de backup é a sua baixa intensidade em capital; logo, se as usinas térmicas devem ser despachadas somente periodicamente, é preferível para o investidor a existência de custos fixos mais baixos e custos variáveis mais altos.

Desta forma, usar o ICB como método de seleção para a contratação de usinas levou ao contrato de térmicas menos eficientes, com baixa receita fixa anual, porém elevado CVU, principalmente usinas movidas a óleo diesel e combustível.

Contudo, o ICB não privilegiou somente a contratação destas usinas termelétricas. Outros empreendimentos com características sazonais complementares à geração hídrica, isto é, cujo período de maior intensidade é compatível com o período de aflúências mais baixas, também foram selecionados. Portanto tanto a eólica quanto a biomassa tornaram-se competitivas, uma vez que a maior incidência de ventos e a colheita da cana ocorrem justamente no período mais seco.

Como visto em Ferreira (2017, p.652), entre 2005 e 2014 houve 16 leilões utilizando o ICB como instrumento de seleção; foram contratados mais de 20 GW. Deste total, 24% são de origem hídrica⁸, 16% de energia eólica e 60% de origem térmica. Sendo que destes 60%, o maior volume era de térmicas movidas a óleo diesel e combustíveis (24%). No gráfico abaixo, relacionam-se a contratação de energia e os preços médios de cada fonte contratada nestes leilões onde o ICB foi utilizado.

Gráfico 5 – Matriz selecionada pelo ICB: Preço Nominal Médio das Tecnologias e das Fontes Térmicas, Ponderado pela Energia Contratada.



Fonte: Romeiro (2014) apud Losekann et al (2014).

Conclui-se então que de fato se privilegiou usinas térmicas flexíveis movidas a óleo e diesel, que possuem elevado CVU. O parque térmico selecionado é praticamente todo

⁸ A pequena participação da hídrica se justifica pela dificuldade de obtenção de licenças ambientais para os projetos de usinas.

flexível, porém quando despachado, implica em altos custos que impactam tanto no mercado spot, e conseqüentemente, nas tarifas repassadas aos consumidores.

A perda da capacidade de regularização plurianual dos reservatórios hidrelétricos aponta para uma mudança no paradigma operacional do SEB. O despacho térmico, elaborado para ser esporádico, acaba por se tornar contínuo, comprometendo a modicidade tarifária e evidenciando a existência de problemas nos mecanismos de decisão dos operadores do sistema.

O fato é que o sistema elétrico brasileiro atualmente passa por uma mudança de paradigma estrutural e conjuntural. Com a maturação dos processos implementados por este novo modelo, foram-se evidenciando alguns problemas de funcionamento. Junto a isso, ocorre o reconhecimento mundial da necessidade de mudanças na matriz elétrica, seja por questões ambientais, ou por questões de segurança de suprimento energético. Há uma tendência de crescimento expressivo no uso de fontes renováveis alternativas em outros países, e o governo brasileiro, percebendo o potencial que o país tem nesse setor, tende a trilhar semelhante caminho.

Como visto neste capítulo, mudanças no planejamento e na comercialização foram realizadas de forma que o Estado tivesse maior controle. Porém, crises hidrológicas, mudanças na capacidade dos reservatórios, entre outras razões, fizeram com que tal controle não fosse completamente possível. À medida que cresce a participação de fontes variáveis na matriz de geração cresce também a necessidade de ampliar a capacidade de fontes que possam ser despachadas a fim de que não se perca o equilíbrio entre oferta e demanda, ocasionando uma possível nova crise.

A partir de 2012, o setor começou a passar por situações onde o desequilíbrio esteve perto de ocorrer. A diversidade da matriz, assim como outros fatores, como a ocorrência de crises econômicas, foi importante para manter o suprimento de energia no país.

No próximo capítulo, serão discutidos os últimos anos do setor elétrico, principalmente a partir de 2012 e as perspectivas de crescimento das novas fontes alternativas na matriz elétrica brasileira. O novo modelo a ser pensado deve levar em conta a diversificação da matriz, atendendo aos objetivos das políticas energéticas, o desenvolvimento econômico sustentável e a manutenção dos três pilares do novo modelo.

CAPÍTULO III – NOVAS PERSPECTIVAS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Este capítulo aborda os desafios que o setor vem enfrentando desde as transformações realizadas pelo novo modelo até os dias atuais. Discutem as mudanças principalmente nos modelos de comercialização e na matriz elétrica, pontos centrais do debate atual.

A seção III. 1 apresenta o contexto do setor logo após as reformas realizadas, com foco principalmente nas alterações do modelo regulatório, dos preços realizados nos ambientes de contratação e nas mudanças da matriz elétrica. A seção seguinte, III. 2 então mostra a concretização das alterações citadas na seção anterior, apresentando como o setor, na prática, está funcionando e se readequando à nova realidade brasileira. Na seção III. 3 explicita-se a complementaridade de outras fontes de geração de energia com a fonte hídrica, e desenvolve-se brevemente sobre as vantagens de cada complementaridade, concluindo o desenvolvimento do trabalho com propostas a serem analisadas nesse período de revolução que o setor enfrenta.

III. 1. PANORAMA DO SETOR PÓS-REFORMAS DO NOVO MODELO

Buscando a manutenção dos três pilares básicos do novo modelo, o governo propôs reformas, enfatizando em grande parte o segmento de comercialização do setor e a necessidade de se retomar a atividade de planejamento.

A busca de uma maior previsibilidade na expansão da capacidade instalada de geração de energia elétrica foi um dos focos do governo, a fim de que não se repetissem os problemas ocorridos em 2001. Assim, como se percebe na tabela abaixo, entre o período de 2005 e 2012, foram contratadas quase 61.000 MW de capacidade, com um investimento de R\$230 bilhões.

Tabela 3 – Resultado Consolidado dos Leilões de Energia Nova 2005 a 2012

LICITAÇÕES CONCRETIZADAS	EMPREENDIMENTOS	CAPACIDADE (MW)	ENERGIA MÉDIA (MWm)	INVESTIMENTO (R\$ bilhões)
23	490	60.892	24.946	230

Fonte: EPE. Elaboração: Tolmasquim (2012).

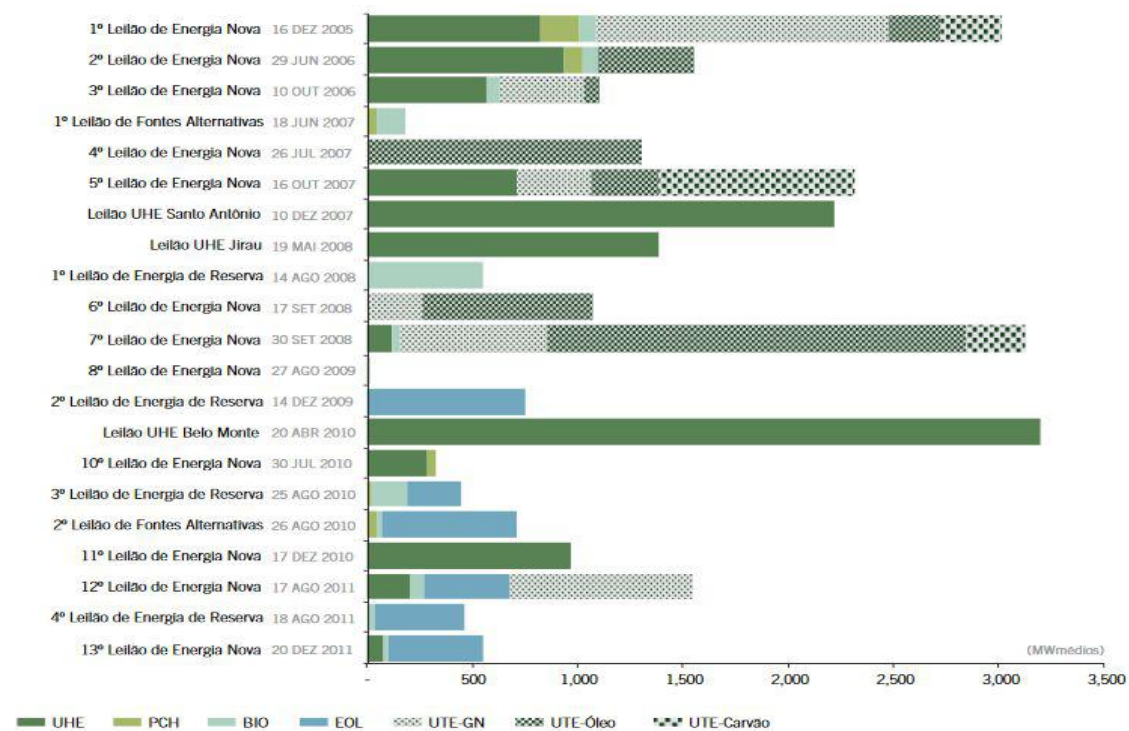
Porém, com as mudanças vieram o aumento da complexidade do funcionamento do sistema, que aliado a brechas principalmente no contexto legal-institucional e a problemas de gestão governamental resultaram em manutenção de tarifas extremamente altas, a persistência

de defasagem entre planejamento e investimento, condições precárias de manutenção e operação do sistema, além de lacunas quanto à universalização do acesso (Mercedes et al, 2015).

Um problema constatado no início da validação da nova legislação relaciona-se com a necessidade de obtenção de licenças ambientais para a construção de usinas e linhas de transmissão. O que se percebeu foi uma demora bastante relevante devido ao grande número de casos a serem analisados. Tal demora impactou diretamente nos prazos determinados nos leilões, pondo em risco a segurança de suprimento do sistema.

O atraso de licenças ambientais, principalmente para a construção de novas usinas hidrelétricas, aliado a um aumento da taxa de crescimento da demanda resultou em um aumento da participação das usinas termelétricas na matriz energética, que se torna mais relevante especialmente a partir do ano de 2007. Analisa-se tal aumento no gráfico abaixo, que mostra a expansão da geração promovida pelos leilões entre o período de 2005 e 2011.

Gráfico 6 – Expansão da geração promovida pelos leilões do ACR



Fonte: Aneel e CCEE. Elaboração: Instituto Acende Brasil (2012).

Percebe-se que houve grande contratação de usinas termelétricas a óleo diesel e óleo combustível nos 4º, 5º, 6º e 7º leilões de energia nova, que ocorreram exatamente no período de 2007 e 2008. Além de apresentar alto custo operacional, levando a um aumento do PLD e

consequentemente a um aumento das tarifas, também são fontes mais poluentes de energia, contribuindo para uma matriz energética mais poluente⁹. Tal fato vai contra as diretrizes do modelo proposto pelo governo que promovem a expansão da matriz pautada em fontes renováveis e sustentáveis.

Também neste período de 2007 e 2008, o Brasil passou por uma situação grave de crise hídrica. O período úmido que se iniciou no final de 2007 e perdurou durante o início do ano de 2008 foi menos chuvoso do que relatavam as projeções. O nível dos reservatórios caiu drasticamente se comparado ao do ano anterior, levando a um aumento do uso da energia proveniente das térmicas.

Diante de tal cenário, o PLD dispara para R\$ 569 MWh em janeiro de 2008, enquanto neste mesmo mês no ano anterior, seu preço era de R\$ 23 (Chagas, 2008, p.71). A crise só não se concretizou, pois o nível de chuvas voltou a se normalizar em fevereiro, trazendo o PLD a patamares mais baixo, chegando a R\$ 140 MWh (CCEE, 2008 apud Chagas, 2008), o que tranquilizou o setor. Porém, aqui já se tornou notório o desequilíbrio entre oferta e demanda de energia elétrica.

Com a queda nos preços e uma aparente estabilização do setor, buscando retomar as propostas de seu novo modelo, o governo determina a realização de leilões exclusivos para fontes renováveis. Em 2009, realiza um Leilão de Energia de Reserva exclusivo para fonte eólica, enquanto que no ano seguinte, leilões de energia de reserva e de fontes alternativas contemplam energia eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (Castro et. al, 2012).

Os leilões realizados em 2011 subsistem o perfil de contratação predominante renovável, sobretudo de origem eólica. Observando a tendência de contratação dos últimos três anos citados se infere que a energia eólica tem se tornando mais relevante, e que perfil hidrelétrico vem se alterando, particularmente pela perda de parte de seu poder de regularização plurianual. A expansão da matriz, então, exige a contratação de plantas termelétricas, principalmente as de caráter flexível, de modo a aumentar a segurança de suprimento.

A predominância do parque gerador brasileiro ainda é de geração hidrelétrica, e conforme dados do PDE 2020, assim permaneceria até 2020. A grande maioria da capacidade instalada já contratada e planejada se encontra na região Norte, e apesar do perfil de

⁹ Segundo Silva et al (2015), já no leilão de energia existente ocorrido em 2005 houve uma negligência na ideia de matriz energética “limpa”, já que na ocasião, 70% da energia disponível foi vendida para termelétricas movidas a combustíveis fósseis.

construção ser de usinas de grande porte, elas não possuem reservatórios. Assim, estimou-se que até 2020 a capacidade instalada hídrica se expandiria em 39%, enquanto a capacidade de armazenamento aumentaria somente 6%. Logo, essa perda progressiva de capacidade de armazenagem aponta para uma mudança no paradigma operacional do SEB.

A redução da capacidade de regularização anual demanda então, segundo Castro et al (2010) uma necessidade de geração contínua na base do sistema ao longo do período seco, característica de uma usina térmica não flexível, por exemplo. O despacho de usinas térmicas flexíveis, por outro lado, pode ser responsável pela eventual geração na ponta do sistema, devendo ser usada somente em casos de extrema necessidade.

A predominância de usinas com caráter flexível se mostra vantajosa, pois tal modelo permite que só haja gastos com combustíveis em caso de exigência de seu uso para a manutenção do abastecimento de eletricidade. Porém também apresenta desvantagens, como o risco financeiro de um despacho prolongado em casos de hidrologia adversa. Conforme assinalado por Castro já em 2010, este não era o tipo de usina ideal para o cenário elétrico brasileiro.

No início de 2012, ao comparar dados reais e os projetados no PDE 2020, observam-se disparidades significativas. Segundo relatório da Acende Brasil (2012, p. 32), a participação hidrelétrica na expansão se encontrava em 42%, enquanto o projetado era de 55%; a participação de fontes alternativas se encontra em 8%, muito aquém dos 26% projetados, enquanto a participação das termelétricas a combustíveis fósseis é de 41%, acima do que era planejado, 17%.

Em tal contexto de defasagem entre o efetivo e o planejado, no final do ano de 2012 o país passa a enfrentar novamente incertezas quanto à garantia de fornecimento de energia elétrica. Uma crise hidrológica atingiu o país no último trimestre de 2012 e persistiu até o ano de 2015. Em 2012 e 2013, por exemplo, a hidrologia no subsistema da região Nordeste correspondeu a 73% e 55% respectivamente da média histórica da região (Losekann apud Ferreira, 2017, p. 7).

O baixo nível dos reservatórios e o cenário de aflúncias abaixo da média histórica, não só durante o período úmido, como visto nas outras crises de fornecimento, mas também durante o período seco, obrigaram o despacho intenso do parque térmico desde outubro de 2012. Tal parque térmico, contratado para atuar somente de forma esporádica, foi acionando

de forma contínua, chegando a atender quase 30% da carga, sendo que normalmente sua participação no atendimento de eletricidade não chega nem ao nível de 10%.

Além da piora das condições hidrológicas, o período até 2014 foi marcado por crescimento da demanda, crescendo em 11% entre 2011 e 2014. Diante de tal cenário, como já mencionado, todo o parque térmico instalado foi acionado, de tal forma que todas as usinas de despacho na base que apresentam custos variáveis baixos ou intermediários forneceram energia, mas também foram necessários despachos prolongados de usinas flexíveis que possuem CVU elevado.

Ao mesmo tempo, em setembro de 2012, o governo apresenta uma proposta de medida provisória, a MP 579, que tem como objetivo regulamentar as concessões das empresas de energia elétrica que venceriam entre os anos de 2015 e 2017, permitindo a possibilidade de serem antecipadas as prorrogações dos contratos.

O governo tinha como intenção diminuir a tarifa de energia elétrica de forma a torná-la mais acessível a todos os consumidores, além de tornar o setor mais competitivo. O preço das tarifas deveria refletir somente o custo operacional das usinas, reduzindo a maior parte dos encargos setoriais. A expectativa de redução dos preços era, em média, de 20%.

Conforme a nova legislação, a energia gerada pelas usinas será disponibilizada às distribuidoras em formato de cotas de acordo com a garantia física e a potência, o que fica conhecido como Regime de Cotas e Garantia Física. A remuneração é determinada por uma tarifa regulada pela ANEEL, e o recebimento das receitas ocorre por intermédio da CCEE, considerando o rateio pelas concessionárias de geração decorrentes de eventuais inadimplências por parte das distribuidoras (Aneel apud Fachini, 2015).

Porém, o governo não obriga às empresas a participarem do novo regime tarifário, fazendo com que as que aceitassem a renovação tivessem suas receitas reduzidas, e as que não concordassem, deixassem déficits na contratação das distribuidoras. Conforme os contratos foram vencendo, a utilização de energia contratada para atender seus mercados não poderia mais ser utilizada.

Assim, as geradoras podem negociar sua produção de energia elétrica no mercado livre e as distribuidoras, uma vez que devem ser capazes de cumprir com suas obrigações de fornecimento, devem adquirir energia no mercado spot ao PLD. Em um cenário de hidrologia normal, com um PLD estável, as concessionárias não teriam maiores problemas, já que poderiam repassar seus custos aos consumidores nos reajustes tarifários anuais. Porém, num

regime de diminuição de tarifas em um contexto de hidrologia adversa e despacho contínuo de termelétricas com CVU elevado, a situação das empresas se complica, pois o PLD se encontra em patamares bastante elevados.

Diante da trajetória ascendente do PLD e o surgimento de um cenário adverso no setor elétrico, após a MP 579, o governo resolve editar a Resolução CNPE número três, internalizando mecanismos de aversão ao risco nos modelos computacionais de otimização da operação e da formação de preço, de forma a aperfeiçoar o cálculo do PLD e do CMO, além de aumentar a segurança energética (MME, 2013).

Além disso, essa resolução também define que o ONS poderá despachar usinas termelétricas fora da ordem de mérito, e que o custo do despacho adicional das usinas em casos emergenciais, antes somente repassado aos consumidores, agora será rateado entre todos os agentes do mercado (geradores, comercializadores e consumidores) mediante a cobrança de um Encargo de Serviço do Sistema (ESS), por razão de segurança energética.

De fato, no ano de 2013 o PLD ficou mais baixo, e o custo de recomposição do lastro também caiu. Porém neste ano ocorreram problemas na disponibilidade de novas instalações de usinas geradoras e atrasos na entrada em operação de novos empreendimentos. Na tabela abaixo, verificou-se a ocorrência sistêmica de atrasos e descompassos na implantação de tais empreendimentos que tiveram sua outorga entre os anos de 2005 e 2012.

Tabela 4 – Atrasos na Geração

Tipo de geração	Quantidade de empreendimentos ou de UGs na amostra	Quantidade de empreendimentos ou UGs atrasados (%)	Percentual de empreendimentos ou unidades geradoras que apresentaram atrasos em relação ao total da amostra, por tipo de geração e faixa de atraso (%)				Atraso médio (meses)
			Superior a 3 meses	Superior a 6 meses	Superior a 9 meses	Superior a 1 ano	
UHE	146	79%	66%	52%	40%	12%	8
UTE	144	75%	60%	51%	46%	35%	11
Eólicas	352	88%	66%	61%	53%	43%	10
PCH	58	62%	50%	40%	28%	16%	4

Fonte: TCU/SefidEnergia (2014). Elaboração: TCU (2014).

De acordo com os dados analisados pelo TCU (2014), em média, 76% das unidades geradoras contidas na amostra apresentaram atraso na entrega de seus projetos. Além disso, constatou-se que o atraso médio das instalações é de aproximadamente oito meses, chegando a mais de um ano em pelo menos 12% dos casos. Segundo Ildo Grutner, então secretário de Energia Elétrica do MME, as causas dos atrasos eram das mais diversas naturezas, desde atraso dos licenciamentos ambientais, já discutidos acima, até questões fundiárias e sociais (Jornal do Comércio, 2014).

Além de atrasos nos empreendimentos da geração, também ocorreram significativos atrasos nos projetos de transmissão, contribuindo para a criação de um cenário problemático para o setor elétrico brasileiro.

Tais atrasos citados se relacionam diretamente com os grandes empreendimentos hidrelétricos, cujo potencial, como já mencionado, se encontra na região Norte, em áreas de extrema proteção ambiental e indígena. O fato destas também se encontrarem distantes dos centros de carga, faz com que elas necessitem de extensas linhas de transmissão. Com atraso tanto no licenciamento, quanto na construção de linhas transmissoras, é justificado o alto percentual de defasagem na entrega das usinas.

Conforme se verifica na tabela, os empreendimentos eólicos são os que apresentam o atraso mais significativo dentre todas as fontes analisadas. No caso destas, os atrasos justificam-se também pela demora do licenciamento ambiental, e a dificuldade de se obter financiamento, devido principalmente às dificuldades dos investidores em atender as exigências do BNDES (Castro et al, 2012).

Ao todo, 36% do volume total de capacidade instalada prevista para o primeiro semestre de 2014 não se confirmou. A ANEEL previa que 3.820 MW fossem adicionados ao SIN, porém a realidade é que apenas 2.417 MW foram entregues dentro do prazo estabelecido, segundo dados mensais do ONS (Jornal do Comercio, 2014).

Enquanto isso, a condição hidrológica do país permanecia desfavorável no ano de 2014. Além dos problemas de desconstrução oriundos da legislação vigente a partir da MP 579 e da falta de chuvas, o aumento da temperatura resulta no aumento do consumo de energia elétrica.

A piora da hidrologia causou redução de 12,82% da geração hidráulica entre os anos de 2011 e 2014. Para garantir o atendimento integral da demanda, houve aumentos significativos da geração térmica¹⁰, saltando de 75.451 GWh em 2011 para 175.861 GWh em 2014 (Ferreira, 2017, p.8).

Destaca-se aqui o prosseguimento do despacho térmico contínuo de usinas que possuem elevados CVU, principalmente as térmicas movidas a óleo diesel e combustível. Tais usinas são preferidas na metodologia de escolha através do ICB, que como já explicado, relacionam custo geral do empreendimento e o benefício de sua integração ao sistema. Com a

¹⁰ Tais dados se referem à usinas térmicas movidas a óleo combustível, óleo diesel, gás natural, carvão e biomassa.

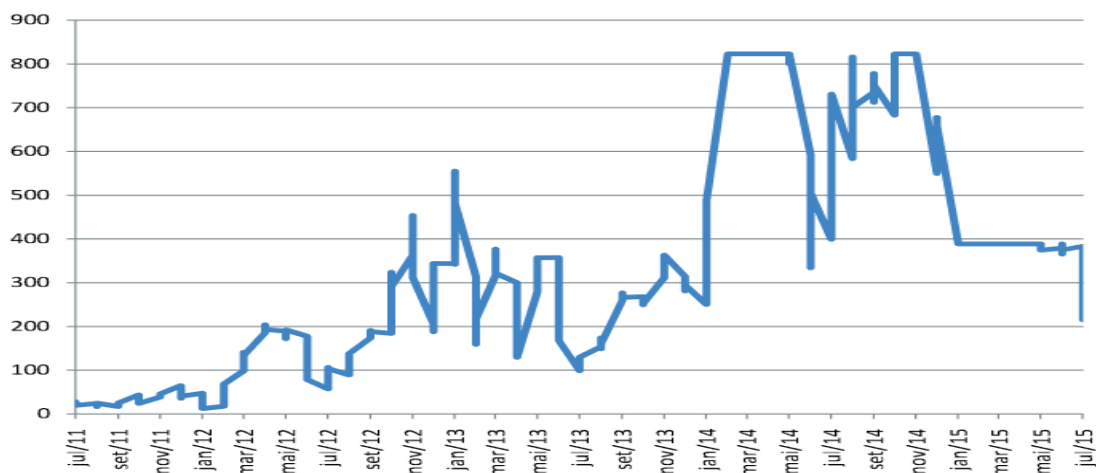
perspectiva de que seriam pouco usadas, as usinas térmicas flexíveis tiveram o benefício do incentivo do ICB, porém a realidade de funcionamento destas foi outra. O principal impacto foi o sucessivo aumento das tarifas de energia elétrica.

Apesar de a participação da geração hidráulica ter diminuído entre os anos de 2011 e 2014, o nível dos reservatórios também apresentou queda. De forma a garantir a modicidade tarifária, já que o PLD responde diretamente à situação hidrológica, dados de funcionamento do sistema monitorados pelo ONS já mostravam que desde antes da piora hidrológica que se inicia em 2012, os reservatórios já vinham sendo sobreutilizados (Ferreira, 2017).

Esta condição da fonte hidrelétrica tende a ser permanente, considerando as perspectivas de crescimento da demanda por energia e o fato de que o potencial remanescente hídrico ainda se encontra na região Norte, região com diversos fatores que dificultam os empreendimentos. A capacidade de regularização dos reservatórios chegou a, aproximadamente, cinco meses em 2014, reforçando a ideia de complementaridade do sistema elétrico (Losekann, 2014a).

Assim, no ano de 2014 o PLD volta a subir, chegando ao seu máximo no segundo semestre deste mesmo ano, como visto no gráfico abaixo. O PLD no início de 2014 chegou a um patamar de R\$ 823/MWh, correspondendo a cerca de sete vezes o preço usual resultante dos leilões de energia nova (Corrêa, 2017, p.92).

Gráfico 7 – PLD médio da região sudeste por semana (R\$/MWh)



Fonte: CCEE. Elaboração: Fachini, 2015.

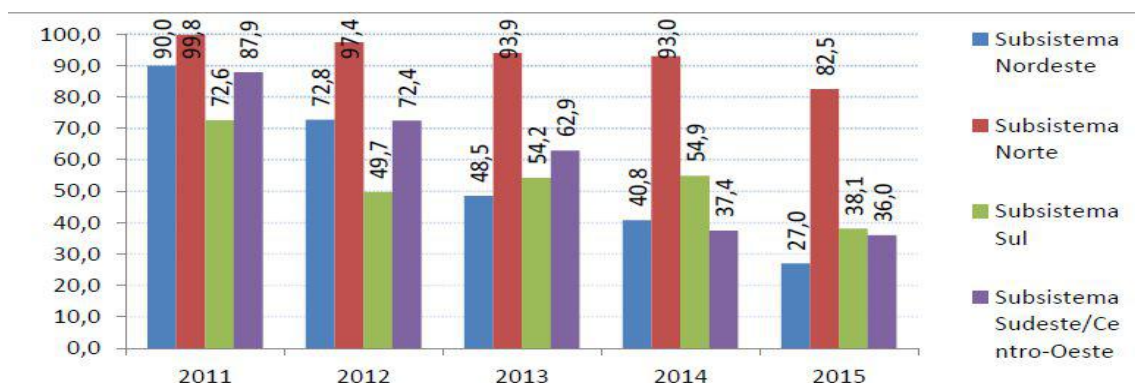
A partir de fevereiro, durante quatro meses, o PLD se manteve próximo ao teto, diminuindo expressivamente em junho do mesmo ano, conforme se compreende pelo gráfico

acima. A diminuição das temperaturas fez com que o consumo, principalmente o residencial, diminuísse. Além disso, os consumidores do mercado livre, diante de preços tão elevados, responderam com a diminuição de sua demanda. Estes dois fatores foram determinantes para a queda do PLD (Losekann, 2014b).

A queda da demanda foi vital para a não ocorrência de uma crise ainda maior no setor elétrico, já que o nível dos reservatórios permaneceu baixo também no segundo semestre de 2014. A falta de ocorrência de chuvas no período seco contribuiu para o agravamento da situação. Em agosto, por exemplo, o nível pluviométrico voltou a ficar abaixo da média histórica em todas as regiões do país (Jornal do Comércio, 2014).

A queda da demanda persistiu durante o ano de 2015, saindo de 532 TWh em 2014 para 522,8 TWh em 2015; assim como também se manteve a queda da participação hidráulica na geração, saindo de 373.439 GWh em 2014 para 359.743 GWh no ano seguinte (BEN 2016). Ainda assim, também em 2015 não houve melhora no nível dos reservatórios, conforme gráfico abaixo.

Gráfico 8 – Energia Armazenada nos Reservatórios (%) por Subsistema no mês de Maio



Fonte: ONS apud Ferreira (2017).

Desta forma, a participação das térmicas na geração elétrica permanece sendo relevante em 2015, chegando a 23,5%, de forma a garantir o suprimento da oferta, mesmo que a demanda se encontre em patamares mais baixos. Neste ano, de forma a minimizar as exposições ao risco hidrológico de todos os agentes, a ANEEL reduziu o teto do PLD em mais de 50%, chegando a R\$388/MWh (Romeiro, 2015).

Mesmo com tal determinação, num cenário anormal de despacho contínuo prolongado, tornou-se difícil o cumprimento dos níveis de disponibilidade declarados no contrato. E

mesmo com o PLD menor, não se conseguiu garantir a liquidação da exposição dos agentes no mercado, aumentando a inadimplência por parte destes.

Dados mais atuais disponibilizados pela CCEE até o ano de 2017 apontam que com a persistência da crise hidrológica no país e dos baixos níveis de regularização dos reservatórios, o problema da exposição ao PLD ainda existe.

Num histórico do setor que desde seu surgimento passou por inúmeras crises, mesmo com todas as reformas instituídas no último modelo, as situações caóticas no SEB ainda permanecem, tomando apenas novas formas. O setor agora precisa se readequar à nova realidade, principalmente de seus reservatórios hidrelétricos. As grandes usinas, sempre pioneiras e predominantes nos planejamentos realizados pelo setor, estão passando por mudanças estruturais relevantes, que impactam desde a geração e o suprimento de eletricidade até a modicidade tarifária.

Os riscos financeiros, as situações de inadimplência sofridas por empresas geradoras, distribuidoras e até pelos consumidores, faz com que a crise do setor seja profunda. Segundo Queiroz (2015), falta recursos financeiros, maior integração do planejamento com a operação, confiança para manter a segurança energética, sobretudo quanto aos impasses ambientais e sociais.

Desta forma, de modo a entender o porquê de uma necessidade de adequação do sistema ao novo ambiente de geração de eletricidade, se analisará agora a mudança no cenário dos reservatórios hidrelétricos, e as potenciais saídas para a manutenção dos pilares defendidos pelo novo modelo.

III. 2 – MUDANÇAS DE CENÁRIO NO SETOR ELÉTRICO

O novo modelo proporcionou mudanças significativas no setor, o deixando mais robusto e qualificado. Completados dez anos do surgimento do novo modelo, assusta o fato de que condições hidrológicas desfavoráveis aliadas a um crescimento considerado elevado da demanda tenha levado o setor a uma situação crítica de quase racionamento. Tais condições não deveriam comprometer tão significativamente a modicidade tarifária e a segurança do suprimento, dois dos pilares do novo modelo.

Segundo Losekann (2014a) e Bicalho (2014) a razão da proeminente crise elétrica mais uma vez não foi a falta de chuvas, mas sim a regularização dos grandes reservatórios. Como já mencionado, a capacidade de regularização se encontra numa tendência de queda, principalmente a partir de 2004.

Através da análise feita desde o surgimento do setor elétrico no Brasil, percebe-se que o sistema brasileiro foi construído a partir da exploração do potencial hidráulico que o país possui. Conforme Bicalho (2014) foram construídos grandes reservatórios para garantir a regularização dos fluxos de energia, dado que a chuva é um fator intermitente, que apesar de previsível, não pode ser controlado. Para aproveitar o máximo do potencial que o país possuía, coordenou-se a gestão de tais reservatórios, aproveitando a diversidade hidrológica das diversas bacias e regiões para explorar ao máximo a capacidade, tudo isto em escala regional.

É a gestão o ponto central do sistema brasileiro. É a partir de tal ação que se articula toda a legislação, planejamento, operação e manutenção do SEB. As regras de despacho, a tarifação, o CMO, o PLD, todos são derivados da principal essência do setor, que é a natureza predominantemente hidráulica. Portanto, a otimização dos reservatórios é decisiva para a manutenção da segurança do suprimento, da universalização e da modicidade tarifária.

Como já estudado, com a hidrologia desfavorável dos últimos anos e a crescente queda da capacidade de regularização dos reservatórios, as usinas térmicas, tanto as inflexíveis como também as flexíveis, vem sendo despachadas continuamente, indo contra a ideia pioneira de serem usadas somente como “backup”. Tal estratégia, de despacho contínuo de usinas complementares, desestrutura o setor tanto técnica como economicamente.

Como aponta Bicalho (2014), não é mais sustentável ter as usinas hidrelétricas como a “grande linha de sustentação da garantia do suprimento e da modicidade tarifária” e as termelétricas como operantes somente em períodos de escassez de chuvas.

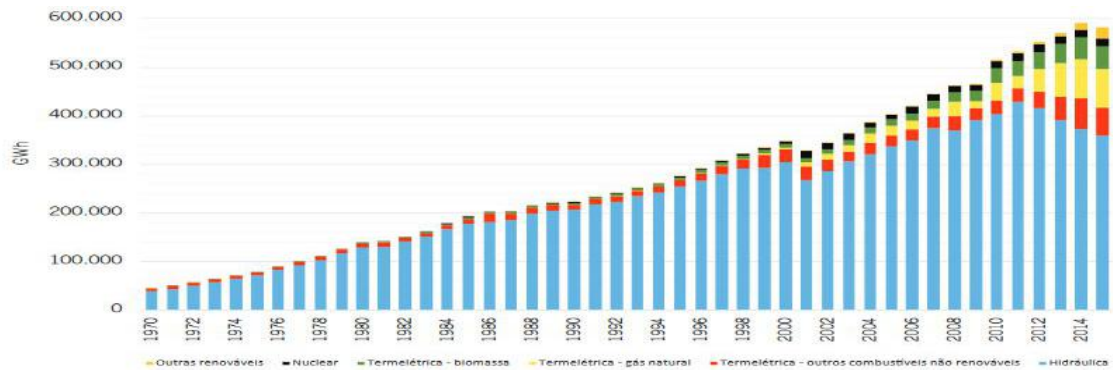
Além disso, a maior utilização de usinas termelétricas, principalmente as com CVU mais elevados, vai contra os objetivos da política energética por aumentar os custos e tarifas repassadas, e a redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE).

A busca pela segurança do sistema deve estar aliada a uma produção mais sustentável de energia elétrica, de modo a não impactar em questões ambientais e sociais. O desafio atual do setor é a compatibilização do desenvolvimento econômico com o desenvolvimento social e ambiental; a diversificação da matriz se torna cada vez mais necessária.

O Brasil assumiu no “Acordo de Paris” realizado em 2015, um compromisso de reduzir pelo menos 37% de suas emissões de GEE até 2025, tomando como base o ano de 2005 (Instituto Brasil Acende, 2017, p.1). Além disso, o governo brasileiro também incluiu como meta alcançar 10% de ganhos de eficiência no setor até 2030. Ainda que a participação

da geração de energia elétrica nas emissões de GEE seja baixa no Brasil, ao comparar-se historicamente percebe-se que tal participação vem aumentando gradualmente com o aumento do uso das térmicas, conforme gráfico abaixo.

Gráfico 9 – Evolução do perfil de geração de energia elétrica no Brasil



Fonte: BEN 2016 apud Acende Brasil (2017).

Percebe-se que a partir de 2010 houve um incremento da geração térmica movida a combustíveis fósseis; mas também houve um aumento da geração a partir de térmicas movidas à biomassa e usinas eólicas (que no gráfico se encontra retratada em “Outras renováveis”, em conjunto com a fonte solar fotovoltaica).

De fato, no PDE 2020, elaborado no ano de 2011, a EPE pautava seu planejamento energético na complementaridade da geração hídrica com as fontes de energia eólica e bioeletricidade da cana. Conforme Castro et al (2012) , os estudos que sustentam tal planejamento consideram tais fontes com a garantia de que geram continuamente durante o período seco. No caso da bioeletricidade da cana, tal abordagem não é problemática, pois a produção de energia se relaciona com o período de colheita. Porém, no caso da energia eólica, tal continuidade é questionável, pois também se trata de uma fonte intermitente, que apesar do grande potencial, ainda possuía poucas medições e se concentra na região Nordeste, afastado dos grandes centros de carga, assim como os novos grandes reservatórios da região Norte.

Porém, exatamente por se concentrar na região Nordeste, a geração eólica apresenta uma enorme vantagem: nesta região, em períodos de seca, os ventos são mais intensos e regulares, sendo intrinsecamente complementares à geração hidrelétrica. O elevado custo de empreendimento de usinas eólicas era o argumento utilizando contra a promoção de tal energia até bem recentemente. Porém, através de políticas públicas como incentivos fiscais e tributários, houve um aumento do desenvolvimento das turbinas eólicas devido à redução dos custos e preços da energia, tornando a fonte mais competitiva.

Quanto à bioeletricidade oriunda da cana, sua principal vantagem também é a complementaridade com a geração hidrelétrica. A safra de cana de açúcar na Região Centro Sul costuma ocorrer exatamente no período seco destas regiões, entre os meses de abril e novembro. O fato de estar ocorrendo uma expansão no setor sucroenergético devido ao aumento da demanda por etanol tende a disponibilizar montantes de biomassa que poderão ser destinados à geração de eletricidade (Castro et al, 2012b).

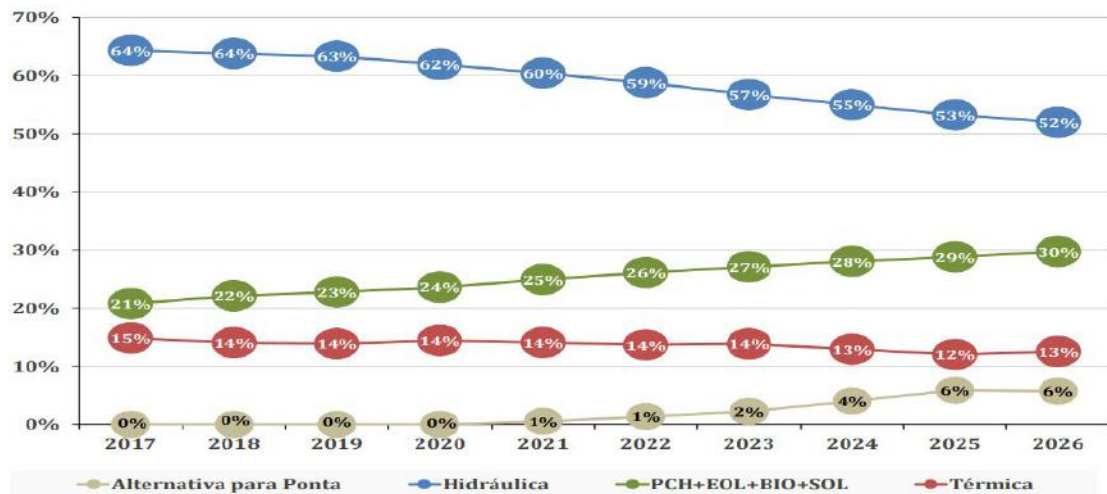
Além destas duas fontes, o Brasil possui também um grande potencial de geração solar. Porém para ser vantajosa, a energia solar deve vir através de geração distribuída, ou seja, próxima ao centro de consumo, reduzindo a necessidade de investimentos em linhas de transmissão. Um grande entrave a esta fonte ainda são os altos custos. Contudo, já se verifica uma tendência de diminuição dos custos de investimentos em plantas de geração solar, principalmente por causa de avanços tecnológicos na área de energia fotovoltaica em países como a China, que estão se especializando no manejo de painéis solares.

Além disso, com a descoberta do pré-sal, aumenta-se a oferta de gás natural que é um combustível utilizado em usinas termelétricas. Dos combustíveis fósseis, o gás natural é o que apresenta menor intensidade em carbono, e por ter um alto nível de confiabilidade, pode ser usada como garantia da segurança do suprimento, principalmente no período seco.

Em síntese, o momento atual demanda a urgência de um debate sobre a diversificação da matriz, incluindo não somente as fontes citadas acima, nas quais o Brasil possui um enorme potencial, mas também a nova realidade do potencial hídrico remanescente que se encontra na região Norte.

Através de dados do último PDE realizado pela EPE, prevê-se que apesar de sofrer uma redução na participação de geração de energia elétrica, as fontes hidrelétricas ainda serão as principais geradoras do parque brasileiro. Tais dados são apresentados no gráfico abaixo.

Gráfico 10 – Participação das Fontes



Fonte: PDE 2026 (EPE, 2016b).

Através do gráfico, se verifica que o Brasil caminha na direção de uma matriz mais diversificada e ainda predominantemente renovável, estando de acordo com as diretrizes das políticas energéticas.

Tais projeções servem para intensificar a necessidade do debate de incentivos a novas fontes, e acerca da exploração do potencial hidráulico da região Norte. Deve-se destacar ainda a adequação de tais debates na busca pelo desenvolvimento sustentável econômico e ambiental do setor, além da dinamização do sistema, característica importante para se garantir sua eficiência.

A questão central no caso brasileiro, como já analisava Castro et al (2012a), é a definição de quais fontes devem ser priorizadas na expansão da matriz, tendo em vista o atendimento total da demanda de forma que se mantenha o caráter renovável e sustentável da matriz, assim como a competitividade do setor. Desta forma, na próxima seção, serão analisadas mais profundamente as fontes já citadas neste trabalho, que apresentam maior potencial de uso no território brasileiro.

III. 3 – O NOVO DESENHO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

O processo de transição da matriz elétrica brasileira está relacionado tanto ao esgotamento dos potenciais hídricos mais próximos dos centros de carga, mais atrativos no ponto de vista dos investidores; quanto à crescente dificuldade de construção de grandes novos reservatórios, que historicamente são os mais importantes instrumentos para garantir a segurança do suprimento.

O potencial hídrico brasileiro remanescente encontra-se em sua maioria, como já mencionado, na região amazônica, em regiões com topografias mais planas e em grande parte ocupada por reservas florestais, unidades de conservação e terras indígenas. Há, portanto, diversos fatores que dificultam a obtenção de licenças ambientais para a construção de reservatórios e novos empreendimentos no local.

Cabem destacar que a exploração do potencial hídrico também requer a construção de usinas de médio porte e de pequenas centrais hidrelétricas, as PCHs. De fato, dentre todos os empreendimentos hidrelétricos, são as que apresentam maior incentivo do Estado¹¹ (Lima, 2016). Por determinação normativa da ANEEL, a área dos reservatórios das PCHs não pode ser superior a 13 km² e sua potência instalada não pode superar 30 MW; por tal razão representam alternativa para possibilitar abastecimentos regionais.

Porém, se por um lado são mais incentivadas pelo Estado, para os investidores do setor privado tais centrais não são tão atrativas; dada a menor escala de seus empreendimentos, seus custos se tornam relativamente maiores e como são mais vantajosas em escala regional, muitas vezes não são competitivos vis-à-vis com outras fontes.

No caso da exploração do potencial amazônico, segundo considerações de Castro et al (2012b), ela só é viável, do ponto de vista socioambiental, se justificada como uma estratégia usada por um período de transição, enquanto se prioriza a geração por fontes complementares à hídrica, seja a eólica, solar, biomassa ou nuclear.

As usinas a serem construídas na região amazônica, a fim de que haja o menor número possível de áreas inundadas, serão a fio d'água. Ou seja, usinas hidrelétricas sem reservatórios, que basicamente dependem da vazão normal de rios e das chuvas, tendo como característica a intermitência de seu potencial gerador. Portanto, apesar de causar menos impactos socioambientais, são extremamente vulneráveis ao regime de chuvas.

Porém, segundo Castro et al (2010), tal característica de vulnerabilidade frente à ocorrência de chuvas pode, na verdade, ser traduzida como maior previsibilidade para o sistema hídrico brasileiro. Primeiramente, a geração se tornará mais sazonal, devido a tal característica da região Norte. No período úmido haverá uma grande oferta de energia; porém,

¹¹ Ao contrário do que ocorrem com as grandes usinas, as PCHs não necessitam a realização do estudo de impacto ambiental (EIA) para serem licitadas; só devem ser submetidas a um processo de licitação ambiental simplificado; por esta razão, o governo as considera como ambientalmente mais viáveis, o que justifica seu maior investimento em tais centrais.

diferentemente das usinas tradicionais, tal oferta não poderá ser estocada de forma a abastecer a demanda nos períodos secos.

Além da sazonalidade da geração, a perspectiva quanto à geração no período úmido contribuirá para o aumento da previsibilidade do sistema. Em tal período, o regime hídrico da região amazônica tende a ser bastante estável. Diante de tal característica, o desenho das usinas é realizado de forma a verter muita água durante a cheia, já que não há a possibilidade de estocagem. A tendência é que tais projetos “não maximizem a geração nos picos de afluições, mas operem a plena capacidade durante meses” (Castro et al, 2010, p. 21).

Precisamente por tal característica de sazonalidade das novas usinas, a necessidade de complementaridade entre as fontes, principalmente nos períodos secos, se torna tão crucial. Assim, para não comprometer a regularização dos grandes reservatórios e garantir a segurança do abastecimento de toda a demanda, as novas usinas podem atender a carga no período mais chuvoso, e tais fontes complementares podem auxiliar no atendimento da demanda no período mais seco, sem sobreutilizar a capacidade já instalada dos reservatórios.

Tal complementaridade traz duas grandes vantagens. Além de evitar e desacelerar tal tendência de deplecionamento dos grandes reservatórios nos períodos mais secos, ela também torna o funcionamento das usinas térmicas, normalmente mais caras e poluentes, mais eficiente. Ao se utilizar energia oriunda das novas usinas hídricas nos períodos mais úmidos, se evita o maior esvaziamento dos reservatórios; além disso, no caso de fracas ocorrências de chuvas, apesar de tal reservatório se encher mais lentamente, a carga será atendida primeiramente pelo regime de águas que aflui nas usinas de despacho imediato. Com o auxílio de outras fontes complementares, no caso de uma eventual necessidade de uso das térmicas, a geração demandada poderá ser oriunda das usinas inflexíveis, que demandam maior tempo de despacho, mas que por outro lado apresentam custos menores do que as flexíveis.

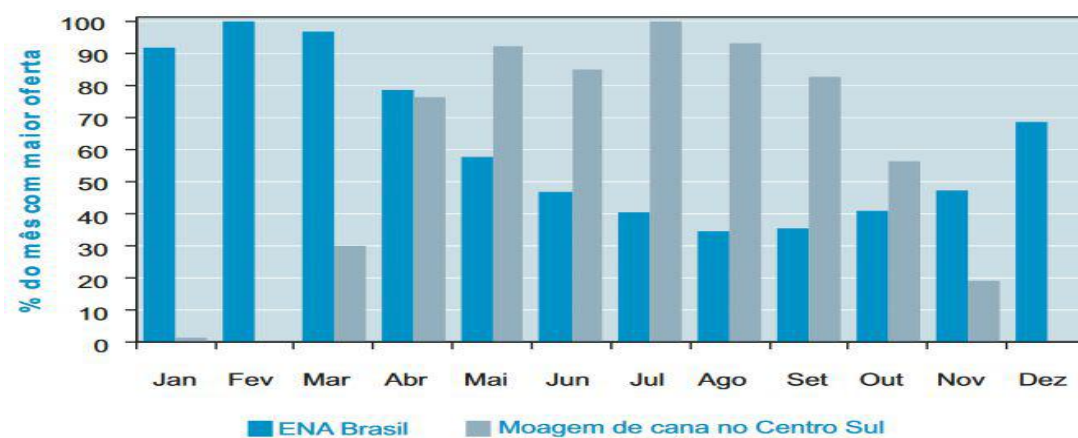
O Brasil dispõe de inúmeras possibilidades para a complementação da geração hídrica. Como mencionado na seção anterior, o país pode utilizar-se da biomassa, por ser rico em matéria orgânica, como por exemplo, a bioeletricidade da cana de açúcar; da energia solar, pelo alto índice de ocorrência solar em todo o seu território; e da energia eólica, por apresentar um imenso potencial que atinge parte significativa do país, principalmente a região Nordeste.

A geração de energia elétrica através da biomassa oriunda da cana de açúcar, a chamada bioeletricidade da cana, pode ser uma boa alternativa para geração complementar à

hídrica. É uma geração de característica inflexível, cuja produção é realizada somente nos períodos de safra da cana de açúcar, normalmente entre abril e novembro. Possui a vantagem de apresentar a produção em regiões como São Paulo, que é aonde é localizado o maior centro de carga do país, o que diminui consideravelmente custos com a transmissão.

Quando se analisa o padrão sazonal da safra e, portanto, da produção da bioeletricidade da cana, confirma-se a grande vantagem de usar tal fonte como complementar à hídrica, já que seu período de grande produção concilia-se com o período de baixas afluências e vice-versa, conforme mostrado no gráfico abaixo.

Gráfico 11 – ENA Brasil x Moagem de cana no Centro Sul



Fonte: ONS e Única (2007 e 2008). Elaboração: Castro et al (2010).

Em 2016, o valor estimado de geração para o SIN foi de aproximadamente 24 mil GWh, representando um crescimento de 5% em relação ao ano anterior. Desde 2013, o setor sucroenergético vem adicionando mais capacidade ao SIN do que para as próprias fábricas de produção, numa relação de 60% de energia para a rede e 40% para consumo próprio (UNICA 2017, p.4).

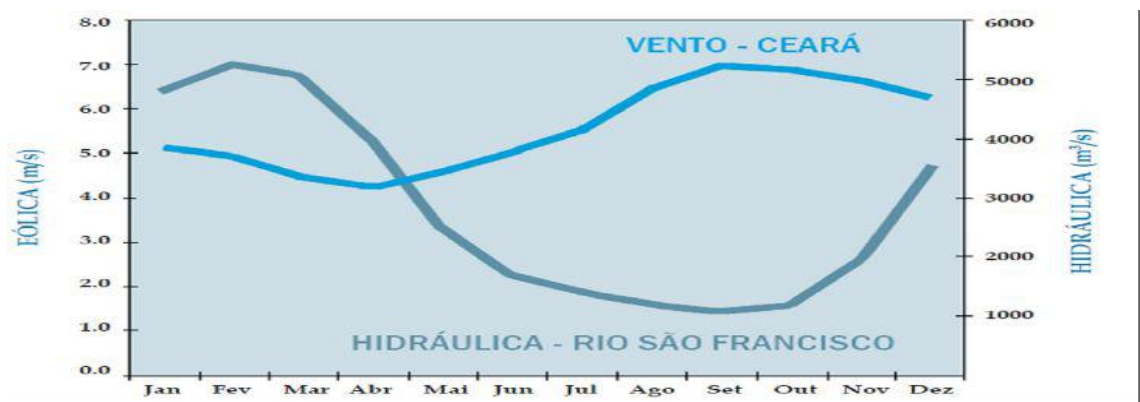
Corroborando o que foi citado sobre a complementaridade da bioeletricidade junto à geração hídrica, através de dados disponibilizados pela UNICA (2017), a oferta à rede pelo setor em 20 TWh em 2015 representou poupar 14% da água nos reservatórios do submercado Sudeste/Centro Oeste.

De acordo com o PDE 2024, a geração de bioeletricidade tem potencial técnico para chegar a mais de seis vezes o volume ofertado à rede em 2015. Ainda de acordo com o PDE 2024, o potencial técnico de geração anual pode alcançar o número de quase duas usinas de Itaipu, com geração de 165 TWh/ano até 2024 (UNICA 2017).

Quanto à energia eólica, os mapas eólicos desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) em 2001 revelam que os ventos que incidem no território brasileiro apresentam excelentes características para a geração de eletricidade, entre elas boa velocidade, baixa turbulência e boa uniformidade (Santos, 2015).

Segundo a CEPEL, o período com maior intensidade de ventos ocorre entre os meses de junho a dezembro, conforme visto no gráfico abaixo, coincidindo com o período de menor afluência de chuvas no país, o que corrobora a primeira vantagem da complementaridade entre a geração eólica e a hídrica.

Gráfico 12 – Complementaridade entre Energia Hídrica e Eólica



Fonte: Torres (2009) apud Castro et al (2012b).

A segunda vantagem reside na própria diversificação da matriz com fontes renováveis e limpas. A terceira vantagem reside no fato de que, atualmente, é a segunda fonte de geração de energia mais barata do Brasil. Tal benefício decorre da redução de custos de instalação de parques eólicos devido a ganhos de escala e de aprendizado, aumentando a atratividade de projetos eólicos de larga escala.

Como já mencionado, o maior potencial de geração eólica se encontra na região Nordeste, de forma que a maior parte dos investimentos segue para estados desta região. Em 2012 houve um aumento destes, resultando em um papel fundamental no suprimento de energia na região que estava castigada pela seca.

Em 2017, a geração bateu recorde de atendimento da demanda da região Nordeste, chegando a abastecer 71% da região, segundo dados do ONS. A produção de energia eólica no primeiro semestre deste ano foi 25,3% superior à geração do mesmo período do ano anterior, segundo dados consolidados do boletim emitido pela CCEE. Ao todo, considerando

as usinas já instaladas e as que se encontra em fase de testes, o país possui 486 parques eólicos e 12,18 GW de capacidade instalada.

Os números mostram que a inserção da geração eólica vem se adequando bem à realidade da nova matriz brasileira, se tornando cada vez mais promissora através dos incentivos e investimentos, gerando impactos socioeconômicos positivos.

A fonte eólica é capaz de gerar empregos e renda em regiões carentes, além de possibilitar a ocorrência de eletricidade em tais áreas, aonde antes tal bem não chegava. Além de gerar emprego direto nos empreendimentos, o pagamento referente aos arrendamentos das áreas dos parques é feito diretamente ao proprietário da área, gerando uma renda em regiões, em sua maioria, com condições econômicas desfavoráveis.

Como exposto, a geração eólica é a segunda mais barata do país, e tal competitividade dos preços foi fundamental para a inserção e consolidação da fonte na matriz brasileira. Segundo Melo (2013), o desenvolvimento de tal fonte pode ser explicado pela trajetória tecnológica, pelas características dos ventos brasileiros, bem como pelas condições atrativas dos leilões e condições de financiamento.

Entretanto, deve-se atentar ao fato de que a fonte eólica também é uma fonte intermitente de geração, logo não pode ser controlada pela vontade do gerador. Portanto, um planejamento entre produção hídrica e eólica é necessário, de forma que em períodos de alta incidência de ventos, se diminua a produção hídrica de forma a manter energia nos reservatórios para ser usada em momentos de dificuldades de geração.

Na busca de soluções buscadas pelo governo para minimizar o risco de déficits de abastecimento, houve a sinalização de possíveis estratégias envolvendo o fornecimento de energia através da geração solar fotovoltaica.

Apesar de possuir alta incidência solar em todo o seu território, assim como a energia eólica, o maior potencial para uso de tal fonte também se encontra na região Nordeste. Nas áreas mais semiáridas, há um regime baixo estável de nebulosidade e alta irradiação solar, o que gera menor variação na produção solar fotovoltaica.

Embora o Brasil possua um alto potencial, ele ainda não é explorado intensamente, estando restrito a sistemas isolados e projetos de P&D. Porém, a EPE ressalta o aumento da contratação da energia solar nos leilões realizados em 2014 e 2015, estimando um aumento para os próximos anos. Em 2017, a geração atingiu o patamar de 1000 MW de capacidade

instalada, e atualmente estão contratados cerca de 3.300 MW, que deverão ser entregues até o final de 2018 (Brasil, 2017).

A EPE enfatiza a importância da mini e microgeração para o atendimento da demanda, possibilitando a redução de investimentos tradicionais. Para incentivar tal forma de geração, o governo deve se atentar ao que é chamado de paridade tarifária. A mini e micro geração devem ser competitivos e atrativos ao ponto em que o consumidor prefira instalar painéis fotovoltaicos em seus telhados e produzir sua própria energia a continuar ser suprido pela rede de distribuição, pagando a tarifa comum.

Portanto, para garantir a atratividade dos investimentos dos consumidores em painéis fotovoltaicos, deve-se atentar a evolução dos custos de instalação e manutenção do sistema e das tarifas de energia. De fato, com o avanço da tecnologia, os preços sofreram uma redução significativa, tornando esta fonte 80% mais barata (Brasil, 2017).

Porem, tanto consumidores quanto as distribuidoras possuem entraves quanto à utilização desta fonte. Segundo Martins (2015), as barreiras do consumidor são, em sua maioria, de natureza financeira, institucional, regulatória e comercial. O investimento inicial elevado, a variação da tarifa com relação ao quanto se injeta na rede de acordo com sua produção e consumo, e a falta de incentivos fiscais para a instalação dos equipamentos de geração são alguns dos principais obstáculos citados pelos consumidores.

Quanto às barreiras enfrentadas principalmente pelas distribuidoras, em sua grande maioria, são de natureza econômico-financeira e regulatória. A dúvida se inicia com a modalidade de geração distribuída da fonte solar, que é caracterizada, no Brasil, por possuir um sistema de compensação. Castro et al (2016) desenvolve este conceito de “net metering” ou sistema de compensação como o ato de possibilitar que o “excedente de energia produzido pelo consumidor e injetado na rede distribuidora represente, no Brasil, um crédito de energia física”. Tais créditos podem ser utilizados em períodos em que a demanda de tal usuário seja maior do que a sua produção, e ele necessite usar da energia distribuída na rede.

Portanto, as distribuidoras possuem duvidas acerca do fator de utilização de sua rede, aumento de instabilidade e complexidade do sistema, além do possível déficit em suas contas devido ao maior numero de autoprodutores de energia. Ainda não existe uma regulação que indique a metodologia de cálculo e otimização para um equilíbrio entre o fator de utilização da concessionária e o fluxo de energia que será injetado na rede pelos geradores distribuídos, portanto o que resta no momento é o aumento do risco para com as empresas, e a maior

aversão destas para à geração distribuída. Já que tal lacuna impacta diretamente e negativamente em seu fluxo de caixa. Além disso, com a energia solar também ser uma fonte intermitente, aumenta-se a complexidade do sistema, principalmente para as distribuidoras.

Porém, independente das inúmeras questões e complicações existentes da geração distribuída solar, o potencial de geração centralizada, via leilões, já permite a projeção de crescimento da energia solar similar ao crescimento atual da energia eólica.

A ANEEL estima que até 2024, mais de um milhão de unidades deverão produzir sua própria energia elétrica por meio de mini e micro geração. Com mais incentivos do governo através, por exemplo, da diminuição de custos para a aquisição dos equipamentos, tais investimentos se tornam ainda mais atrativos do ponto de vista dos investidores e consumidores. É a junção da autossustentabilidade, consciência ambiental e economia financeira.

Em síntese, para o melhor funcionamento do sistema elétrico brasileiro, é essencial haver uma visão integrada do setor. Outra prioridade que deve ser buscada é a eficiência energética. Está em curso não apenas a mudança oriunda da forma de utilização dos grandes reservatórios hídricos, mas também uma transição tecnológica que impactará o setor em diversas áreas, como na regulação, tarifação e até mesmo na forma de geração da energia, introduzindo o consumidor também na etapa de produção. .

A busca pela maior introdução de valor tecnológico e conhecimento para explorar as potencialidades de todas as fontes de geração elétricas mencionadas neste trabalho deve ser transformada em prioridade pelo governo no setor elétrico. Além de minimizar o risco de crises que possam vir a ocorrer, tais avanços propiciam ganhos econômicos e sociais para todo o país.

Portanto, focar em novas formas de funcionamento do sistema, tais como a geração distribuída, e no maior uso de fontes mais limpas e baratas cujo potencial é imenso, como a eólica e a bioeletricidade, em detrimento do uso de térmicas cujo despacho é mais custoso, devem ser estratégias a ser perseguidas pelo governo a fim de se evitar novas crises e aumentar a eficiência técnica e econômica de um setor que tão essencial para a economia e a sociedade.

CONCLUSÃO

Neste trabalho buscou-se analisar historicamente as mudanças do setor elétrico brasileiro, de forma a criar paralelos de tais alterações com o contexto econômico-social do país. O objetivo pretendido, principalmente nos dois primeiros capítulos, é apontar uma correspondência entre variações de estratégias predominantes no setor e as transições entre governos.

As mudanças ocorridas na matriz elétrica brasileira também constituem pontos centrais do trabalho, principalmente pela razão de tais transformações dialogarem com a busca dos pilares estratégicos de funcionamento do setor.

A partir do primeiro capítulo, revelou-se que os mecanismos e métodos de expansão do sistema elétrico relacionam-se diretamente com o governo em gestão no país e suas visões políticas e macroeconômicas. Alterando-se em períodos dominados pelo setor privado, com orientação para o mercado e outros dominados pelo setor público, com ênfase na urgência do planejamento, nos últimos anos a tendência é de defesa de um regime misto. Tal regime teria o papel de incorporar as vantagens de cada orientação anterior.

A decisão de se persistir com o planejamento controlado por agentes criados especialmente para tal propósito, como a EPE e a CMSE, é motivada, principalmente, pelo temor de uma possível ocorrência de nova crise de abastecimento. Inúmeros especialistas apontaram o desequilíbrio entre aumento de demanda e diminuição de investimentos em capacidade instalada como o motivo pela crise do racionamento em 2001. Desde então, a ocorrência do planejamento *ex-ante* a realização dos investimentos torna-se mais imprescindível, justamente para se definir o perfil dos empreendimentos que entrarão em operação e para a garantia dos três pilares do novo modelo (Castro et al, 2012). A importância do perfil das usinas escolhidas também é de extrema importância para o planejamento do setor, principalmente por conta das transformações que a matriz elétrica brasileira vem sofrendo nos últimos anos.

Quanto à matriz elétrica, no Brasil, é clara a predominância da geração hidrelétrica desde os primórdios do setor. Conforme citado no primeiro capítulo, as primeiras usinas de geração elétrica são usinas hídricas, que vão aumentando de porte ao passo que a demanda cresce e os investimentos a acompanham. Nos anos 70, por exemplo, usinas de tamanho

vultoso, como Itaipu e Paulo Afonso IV são construídas. Chega-se ao final da década com um percentual de 88% de capacidade instalada preenchida por hidrelétricas¹².

Os anos 2000 marcam o início da transição da matriz elétrica. Após hidrologias adversas concomitantemente ao aumento da demanda de eletricidade, o nível dos reservatórios reduz significativamente. Com a escassez de investimentos, e a falta de planejamento ocorrido na década de 90, tal situação resultou na crise do racionamento em 2001.

Desde então, a diversificação da matriz elétrica se torna uma das principais propostas do governo brasileiro. A energia térmica então aparece como alternativa viável à intermitência da fonte hídrica, porém como já discutido nos capítulos 2 e 3, por questões financeiras e ambientais, outras fontes também podem ser viáveis e bastante vantajosas no sistema brasileiro.

A mudança do sistema de reservatórios hidrelétricos tende a ser permanente; pelo potencial remanescente se encontrar na região Norte, se torna problemática a construção de grandes reservatórios. Portanto, o novo sistema deve se adequar à nova realidade de não regularização plurianual da geração hidrelétrica e à diminuição da chamada reserva estratégica do sistema elétrico (Castro et al, 2012b).

Com a construção de usinas a fio d'água no potencial amazônico, a realidade da matriz tende a buscar complementaridade nas fontes ditas alternativas, como a eólica, a solar e a biomassa, como de fato foi apresentada no capítulo 3. Todas estas três fontes apresentam alta complementaridade com a energia hídrica, tendo períodos de maior oferta que conciliam com os períodos de baixa afluência de chuvas. Elas também apresentam facilidade de obtenção no Brasil: por ser um grande produtor de cana, há bastante disponibilidade de biomassa para a geração elétrica; o mesmo ocorre com a disposição de ventos e exposição solar do país; ambos apresentam imensa potencialidade de uso em praticamente todo o território nacional.

Assim, incentivar o uso de outras fontes que não a hídrica é primordial. Criar um arcabouço institucional e regulatório que facilite a entrada de novos empreendimentos; incentivar financeiramente e por via tributária esses novos investimentos; enfim, o país deve procurar saídas para eliminar, ou pelo menos reduzir, as barreiras a novas fontes.

¹² A concepção de Itaipu foi discutida nos anos 70, porém a construção foi realizada somente na década seguinte. De qualquer forma, agrega ao valor de capacidade instalada do final da década de 70, já que sua concepção consta de 1973.

Para isso, o papel das políticas públicas é fundamental. O governo é o responsável pelo planejamento, e, portanto, pelas políticas energéticas que devem ser seguidas por todos os setores de energia, inclusive o elétrico. Como destaca Paiva et al (2017, p.27), o Estado deve estabelecer “uma agenda concreta com objetivos para o setor” através de políticas e do marco regulatório, a fim de guiar as ações do setor privado de modo a manter a segurança energética.

O Estado deve atuar nas esferas macroeconômica, microeconômica, tecnológica, política e ambiental (Paiva et al, 2017). Além disso, deve-se levar em conta não apenas o território nacional, mas toda a integração regional para a elaboração da agenda.

Os desafios do setor se concentram, primeiramente, na mudança da capacidade de armazenamento. Tanto da fonte hidráulica, como já mencionado, como das fontes eólica e solar, que, por enquanto, não apresentam mecanismos que armazenem toda a reserva de energia que o país demanda.

Em segundo plano, há o problema da expansão da geração. O método de leilões, apesar de bem sucedido, pode ser melhorado. A questão de seleção de empreendimentos via ICB, mencionado neste trabalho, aparenta ser um pouco problemática, e já aparece na pauta de discussões do setor. Além disso, segundo Paiva et al (2017), há um trade-off a ser considerado na questão da expansão do parque gerador. O debate custo *versus* segurança deve ser sempre considerado e calculado. A questão econômica é tão relevante quanto às questões socioambientais.

A eficiência energética também aparece como fator importante na escolha dos novos empreendimentos, já que o atendimento à demanda deve ser garantido, mesmo que haja menor disponibilidade de recursos. No desenho da complementaridade entre fontes, a questão da eficiência é pontual; os dois fatores conjuntamente exemplificam a necessidade do planejamento para o bom funcionamento do sistema.

Todos os desafios contemplados pelo setor relacionam-se com o funcionamento das redes elétricas. A disseminação de redes inteligentes, o que inclui medidores inteligentes e mecanismos de automação da rede, consiste em elemento primordial na transformação do setor (Castro, 2016 apud Paiva et al, 2017). Com o advento da geração distribuída, modernizar a rede para preparar a entrada de energia gerada pelos próprios consumidores é de suma importância, a fim de minimizar os riscos e impactos negativos no setor.

A disseminação das redes engloba melhoras tecnológicas, o que incentiva também tal setor no país, mas, principalmente, demanda mudanças no arcabouço regulatório, tributário e financeiro. Principalmente com a geração distribuída, sabe-se que o impacto nas distribuidoras é alto e perigoso. Incentivá-la somente através de um sistema de compensação produz horizontes de retorno bem longos, ou até inviáveis.

Portanto, tal transição deve ser feita baseada em estudos, que dialoguem com todos os agentes do setor, para que seja realizada de forma mais eficiente, sustentável e vantajosa possível.

O setor elétrico brasileiro tem diversas particularidades, o que faz com que o planejamento seja tão essencial. Tal atividade deve ser sistematizada de forma que se estabeleça uma agenda com objetivos e metas viáveis que possam ser alcançados, correlacionando com dados passados e projetados a fim de se aprender com os erros, e diagnosticá-los antes de ocorrerem.

O Estado é peça chave para assegurar a segurança energética, e, portanto, deve atuar em todos os contextos que o compete para formular um modelo que atenda às políticas energéticas e às demandas da sociedade de forma mais equilibrada possível.

No setor elétrico brasileiro, como examinado, o Estado deve buscar a segurança energética com fontes alternativas de geração, aumentando a eficiência energética, garantindo um ambiente de competição sadio e transparente, e diversificando a matriz de forma renovável e limpa.

Para isso, o engajamento de áreas como a política, a tecnologia e a econômica são determinantes. O advento de novas fontes e novos mecanismos de geração depende de um ambiente legal adequado, de um mercado regulado e transparente, com políticas energéticas concisas permeando a decisão dos investidores e consumidores.

Embora o Brasil já tenha avançado em muitos aspectos, o contexto atual do setor elétrico está aberto a novas perspectivas e modernizações. Devem-se expandir os estudos sobre os impactos que a diversificação da matriz trará no *modus operandi* do setor, além de análises sobre as mudanças requeridas para a modernização das redes. Portanto, as oportunidades de estudos no futuro são muitas e diversas. Cabe ao país e aos agentes com poder de decisão escolher as melhores trajetórias, baseadas em experiências internacionais e estudos internos, e trabalhar para manter a consistência do setor, que apesar de inúmeras crises e desequilíbrios, permanece sendo um dos setores mais fortes e coesos do país.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Araújo, J. L. A Questão do Investimento no Setor Elétrico Brasileiro: Reforma e Crise. **Nova Economia**, Belo Horizonte, Vol 11, nº 1, jul. 2001.

Bicalho, R. **A Transição Elétrica**: muito além da falta de chuvas. In: Energia Elétrica – Blog Infopetro, Rio de Janeiro, 10 mar. 2014 (Atualizado em 08 abr. 2014). Disponível em: < <https://infopetro.wordpress.com/2014/03/10/a-transicao-eletrica-muito-alem-da-falta-de-chuvas/>>. Acesso em: 04 jan. 2018.

Brasil, C. I. Energia Solar Fotovoltaica pode crescer mais de 300% até o fim do ano, diz setor. **EBC Agência Brasil**, Rio de Janeiro, 08 jul. 2017. Disponível em:< <http://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2017-07/energia-solar-fotovoltaica-pode-crescer-mais-de-300-ate-o-fim-do-ano-diz>>. Acesso em: 09 jan. 2018.

Carção, J. F. C. **Tarifas de Energia Elétrica no Brasil**. 2011. 103f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2011.

Carneiro, R. **Estado, Mercado e o Desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro**. 2000. 409 f. Dissertação (Doutorado em Ciências Humanas – Sociologia e Política) – Faculdade de Filosofia e Ciências Humanas, Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2000.

Castro, N. J. **O Novo Marco Regulatório do Setor Elétrico do Brasil**. Rio de Janeiro: IFE 1928, Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2004.

Castro, N. J; Brandão, R; Dantas, G. A. **Considerações Sobre a Ampliação da Geração Complementar ao Parque Hídrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2010. (Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE nº 15).

Castro, N. J; Brandão, R; Dantas, G. A; Ely, R, N. **Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2020: Análise do Método, Metas e Riscos**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2012. (Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE nº 44).

Castro, N.J; Neto, P. B; Brandão, R; Dantas, G. A. **Expansão do Sistema Elétrico Brasileiro e o Potencial Hidroelétrico da Região Amazônica**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2012b. (Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE nº 50).

Castro, N. J; Dantas, G. A; Brandão, R; Moszkowicz, M; Rosental, R. **Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Mini Geração Solar Fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2016. (Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE nº 67).

Centrais Elétricas Brasileiras (Eletrobrás). **Sistema de Informação do Potencial Hidrelétrico Brasileiro: SIPOT**. Rio de Janeiro, 2016.

Chagas, M. E. **Setor Elétrico Brasileiro: O Modelo Após a Reforma de 2004**. 2008. 78f. Dissertação (Graduação em Economia) – Centro Sócio Econômico, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2008.

Corrêa, P. V. **Análise da Experiência Internacional na Contratação de Termoelétricas**: Contribuições para o Caso Brasileiro. 2017. 172 f. Dissertação (Mestrado em Economia) – Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

Correia, T. B; Melo, E; Costa, A, M; Silva, A. J. Trajetória das Reformas Institucionais da Indústria Elétrica Brasileira e Novas Perspectivas de Mercado. **Revista Economia**, Brasília, Vol 7, nº 3, p. 607-627, set/dez 2006.

Dantas, G; Brandão, R; Rosental, R. Tendências Regulatórias do Setor Elétrico Brasileiro. In: **A Energia na Cidade do Futuro**: uma abordagem didática sobre o setor elétrico. Rio de Janeiro: Babilônia Cultural Editorial, 2015.

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas. **Plano Nacional de Energia 2030**. Brasília: EPE, 2007. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Nacional-de-Energia-PNE-2030>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas. **Plano Decenal de Energia 2020**. Brasília: EPE, 2011. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2020>>. Acesso em: 20 dez, 2017.

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas. **Balanco Energético Nacional 2016: Ano Base 2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2016a. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2016>>. Acesso em: 11 dez. 2017.

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas. **Plano Decenal de Energia 2026**. Brasília: EPE, 2016b. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Plano-Decenal-de-Expansao-de-Energia-2026>>. Acesso em: 11 dez. 2017.

EPE – Empresa de Pesquisas Energéticas. **Balanco Energético Nacional 2017: Ano Base 2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: < <http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Balanco-Energetico-Nacional-2017>>. Acesso em: 11 dez. 2017.

Fachini, F. **Crise no Setor Elétrico Brasileiro após a Medida Provisória nº 579**. 2015. 69f. Dissertação (Bacharelado em Ciências Econômicas) – Departamento de Ciências Econômicas e Relações Internacionais, Universidade Federal de Santa Catarina, Santa Catarina, 2015.

Ferreira, C. K. L. Privatização do Setor Elétrico no Brasil. In: **A Privatização no Brasil**. BNDES, São Paulo, 2000. Disponível em: < https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Galerias/Convivencia/Publicacoes/Consulta_Expressa/Setor/Energia_Eletrica/200002_6.html>. Acesso em: 16 jan. 2018.

Ferreira, W. C. A Energia Eólica e a Mudança Estrutural do Setor Elétrico Brasileiro. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, Vol 6, nº 4, p. 647-664, 2017.

Garcia, L. H. C. **A Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro e a Crise do Racionamento (1981-2002)**. 2011. 72f. Dissertação (Graduação em Economia) – Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade de Ribeirão Preto, Universidade de São Paulo, Ribeirão Preto, 2011.

Gomes, A. C. S; Albarca, C. D; Faria, E. S. T; Fernandes, H. H. O Setor Elétrico. In: Paulo, E. M. S; Filho, J. K. (Org.). **BNDES 50 Anos: Histórias Setoriais**. São Paulo, 2002. Disponível em: < https://www.bndes.gov.br/SiteBNDES/bndes/bndes_pt/Galerias/Convivencia/Publicacoes/Consulta_Expressa/Setor/Energia_Eletrica/200212_7.html>. Acesso em: 15 jan. 2018.

Instituto Acende Brasil. **Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: análises e recomendações**. 2012. 52f. São Paulo, 2012. (White Paper, nº 7).

Instituto Acende Brasil. **O Setor Elétrico Brasileiro no Contexto das Mudanças Climáticas e do Acordo de Paris**. 2017. 24f. São Paulo, 2017. (White Paper, nº 17).

Jornal do Comércio. **Atraso afeta as obras de geração e distribuição no País.** Porto Alegre, 18 set. 2014. Disponível em: < <http://jcrs.uol.com.br/site/noticia.php?codn=173470>>. Acesso em: 15 jan. 2018.

Landi, M. **Energia Elétrica e Políticas Públicas:** A Experiência do Setor Elétrico Brasileiro no Período de 1934 a 2005. 2006. 219f. Dissertação (Doutorado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2006.

Lima, C. C; Carvalho, L. M. C. A Produção de Energia Elétrica, a Exaustão Ambiental da Fonte Hídrica e a Opção Proveniente da Base Eólica Renovável. **Revista Brasileira de Energias Renováveis**, Vol 5, p. 65-90, 2016.

Lima, J. L. Estado e Energia no Brasil: O Setor Elétrico no Brasil: das Origens à Criação da Eletrobrás (1890-1962). In: **Ensaio Econômico:** Universidade de São Paulo, Instituto de Pesquisas Econômicas, São Paulo, nº 36, 1984.

Lima, J. L. **Políticas de Governo e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica:** do Código de Águas à Crise dos Anos 80 (1934-1984). Rio de Janeiro: Centro de Memória da Eletricidade no Brasil, 1995.

Losekann, L. **10 Anos do “Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro”:** sem motivos para comemorar. In: Energia Elétrica – Blog Infopetro, Rio de Janeiro, 17 mar. 2014a (Atualizado em 08 abr. 2014). Disponível em: < <https://infopetro.wordpress.com/2014/03/17/10-anos-do-novo-modelo-do-setor-eletrico-brasileiro-sem-motivos-para-comemorar/>>. Acesso em: 04 jan. 2018.

Losekann, L. **Impactos da Crise Elétrica e as Próximas Páginas do Setor Elétrico Brasileiro.** In: Energia Elétrica – Blog Infopetro, Rio de Janeiro, 09 jun. 2014b. Disponível em: < <https://infopetro.wordpress.com/2014/06/09/impactos-da-crise-eletrica-e-as-proximas-paginas-do-setor-eletrico-brasileiro/>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

Losekann, L; Almeida, E; Romeiro, D. L. **Escolha Tecnológica na Expansão do Parque Gerador Brasileiro:** as implicações da utilização do Índice Custo Benefício (ICB). In: Energia Elétrica – Blog Infopetro, Rio de Janeiro, 08 set. 2014. Disponível em: < <https://infopetro.wordpress.com/2014/09/08/escolha-tecnologica-na-expansao-do-parque-gerador-brasileiro-as-implicacoes-da-utilizacao-do-indice-custo-beneficio-icb/>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

Martins, V. A. **Análise do Potencial de Políticas Públicas na Viabilidade de Geração Distribuída no Brasil**. 2015. 110f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós-Graduação e Pesquisa de Engenharia (COPPE), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2015.

Melo, E. Fonte Eólica de Energia: aspectos de inserção, tecnologia e competitividade. **Estudos Avançados**, Vol 27, nº 77, São Paulo, 2013.

Mercedes, S. S. P; Rico, J. A. P; Pozzo, L. Y. Uma Revisão Histórica do Planejamento do Setor Elétrico Brasileiro. **Dossiê: Energia Elétrica**: Revista USP, São Paulo, nº 104, p. 13-36, jan/fev/mar 2015.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Energia Hidráulica e Linhas de Transmissão: Brasil e Mundo**. Brasília, 30 ago. 2012. Disponível em: <
[http://www.mme.gov.br/documents/10584/3597100/6+-+Energia+Hidr%C3%A1ulica+e+Linhas+de+Transmiss%C3%A3o+\(PDF\)/5d76940b-dfa5-47dd-9bb5-f4fbcce56f3f;jsessionid=1C6575C5AA06411E21D1CACAFF7F91CB.srv154?version=1.1](http://www.mme.gov.br/documents/10584/3597100/6+-+Energia+Hidr%C3%A1ulica+e+Linhas+de+Transmiss%C3%A3o+(PDF)/5d76940b-dfa5-47dd-9bb5-f4fbcce56f3f;jsessionid=1C6575C5AA06411E21D1CACAFF7F91CB.srv154?version=1.1)>.
 Acesso em: 13 jan. 2018.

MME – Ministério de Minas e Energia. **Resolução CNPE nº 03/2013**. Brasília, 25 jun. 2013. Disponível em: <
http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139195/Resolucao_CNPE_3_2013.pdf/15197273-9260-4df5-8e27-8f98a876aa6e>. Acesso em: 13 jan. 2018.

Oliveira, A. **The Political Economy of the Brazilian Power Industry Reform**. Stanford: Program on Energy and Sustainable Development, 58 p, 2004. (Working Paper, nº 2).

ONS – Operador Nacional do Sistema. **Capacidade Máxima de Armazenamento MWhês**. In: Reservatórios. Disponível em: < <http://ons.org.br/pt/paginas/energia-agora/reservatorios>>. Acesso em: 15 dez. 2017.

Paiva, I; Castro, N.J; Lima, A.P. **Aspectos Teóricos e Analíticos da Segurança Energética e os Desafios do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2017. (Texto de Discussão do Setor Elétrico – TDSE nº 71).

Queiroz, R. **O Setor Elétrico Brasileiro e Suas Incertezas**. In: Energia Elétrica – Blog Infopetro, Rio de Janeiro, 05 out. 2015. Disponível em: <

<https://infopetro.wordpress.com/2015/10/05/o-setor-eletrico-brasileiro-e-suas-incertezas/>>.

Acesso em: 17 dez. 2017.

Ramalho, E. L. **Abrangência e Eficácia da Descentralização das Atividades de Regulação e Fiscalização no Setor de Energia Elétrica** – Estudo de Caso CSPE. 2003. 227f. Dissertação (Doutorado em Planejamento de Sistemas Energéticos) – Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2003.

Rego, E. E. **Usinas Hidrelétricas “Botox”**: Aspectos Regulatórios e Financeiros nos Leilões de Energia. 2007. 207f. Dissertação (Mestrado em Energia) – Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2007.

Romeiro, D. L. **Setor Elétrico Brasileiro**: enfim a conta chegou. In: Energia Elétrica – Blog Infopetro, Rio de Janeiro, 30 mar. 2015. Disponível em: <
<https://infopetro.wordpress.com/2015/03/30/setor-eletrico-brasileiro-enfim-a-conta-chegou/>>.

Acesso em: 15 dez. 2017.

Santos, J. A. F. A. **Planejamento Energético para a Bahia em 2050**: cenários e discussões relacionados às energias renováveis para geração de eletricidade. 2015. 247f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Industrial) – Escola Politécnica, Universidade Federal da Bahia, Salvador, 2015.

Sauer, I. L. Um Novo Modelo Para o Setor Elétrico Brasileiro. In: Sauer, I. L. (Org.). **A Reconstrução do Setor Elétrico Brasileiro**. São Paulo: Paz e Terra, 2002.

Silva, C. V. **Contratação de Energia Elétrica**: Aspectos Regulatórios e Econômicos. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ, 2010. 10p. (Texto de Discussão do Setor Elétrico nº25).

Silva, S. S. F; Alves, A. C; Ramalho, A. M. C; Lacerda, C. S; Sousa, C. M. Complementaridade Hidro Eólica: Desafios e Perspectivas para o Planejamento Energético Nacional. **Holos**, Ano 31, Vol 6, 22p, 2015.

TCU – Tribunal de Contas da União. **Atrasos e Descompassos na Implantação dos Empreendimentos de Geração e de Transmissão de Energia Elétrica**. Brasília, 03 set. 2014. Disponível em: <
<http://portal.tcu.gov.br/data/files/EE/C7/26/74/DFC1E4104E3AC1E41A2818A8/FICHA-Atrasos%20e%20descompassos%20na%20implanta%C3%A7%C3%A3o%20dos%20empree.pdf>>. Acesso em: 16 jan. 2018.

Tolmasquim, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. 1ª ed. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

Tolmasquim, M. T. **Os Investimentos Brasileiros no Setor de Energia**. Brasília: EPE, 2012. Disponível em: <http://www.valor.com.br/sites/default/files/apresentacao_mauricio_tolmasquim.pdf> . Acesso em: 16 jan. 2017.

Tonim, G. **A Gestão de Energia Elétrica na Indústria – Seu Suprimento e Uso Eficiente**. 2009. 128f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

UNICA – União da Indústria de Cana de Açúcar. **A Bioeletricidade da Cana em Números** – Janeiro 2017. São Paulo, 2017. Disponível em: <<http://www.siamig.com.br/uploads/a309a426211622d6594e960fa9202c12.pdf>>. Acesso em: 08 jan. 2017.

Vianna, L. W. **O Estado Novo e a Ampliação Autoritária da República**. In: Carvalho, M. A. (Org.). República no Catete. Rio de Janeiro: Museu da República, 2001.