

AVALIANDO OS ASPECTOS INSTITUCIONAIS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO POR MEIO DA TEORIA ECONÔMICA DE CONTRATOS

Klênio de Souza Barbosa¹

Rodrigo Nobre Fernandez²

Mateus Tolentino Gonçalves³

Este artigo analisa os aspectos institucionais regulatórios do setor elétrico brasileiro com foco no modelo de concessão para geração hidráulica à luz da teoria econômica de contratos. A teoria poderá explicar boa parte da concepção atual do setor, alertar para potenciais riscos e subsidiar o entendimento quanto aos impactos das decisões relativas às renovações das concessões. Demonstra-se que o risco moral e a alocação ineficiente de riscos foram os fatores preponderantes para a falência do modelo anterior em relação ao atual (modelo RE-SEB), o que levou o país à crise de abastecimento, em 2001, e como equacionar tais fatores no modelo em vigor.

Palavras-chave: teoria econômica de contratos; parceria público-privada; novo modelo do setor elétrico brasileiro; renovação das concessões.

EVALUATING THE INSTITUTIONAL ASPECTS OF THE BRAZILIAN ELECTRIC SECTOR THROUGH CONTRACT THEORY

This article examines the institutional and regulatory aspects of the Brazilian electricity sector, focusing on hydroelectric generation concessions, in light of the economic theory of contracts. Such theory can explain much of the current design sector, alert to potential risks and subsidize understanding regarding the impact of decisions on renewals of concessions. It is demonstrated that moral hazard and inefficient allocation of risks are the main factor that made the failure of the previous model (model RE-SEB), which led the country to supply crisis in 2001, and consider such factors in the current model (new model).

Keywords: economic theory of contracts; public private partnership; new industry model Brazilian; renewal of concessions.

1. Bacharel em economia pela Universidade de São Paulo (USP), mestre em economia pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e doutor em economia pela Toulouse School of Economics (TSE), Université Toulouse I Capitole (Toulouse). Atualmente é professor-assistente na Escola de Economia de São Paulo da Fundação Getúlio Vargas (FGV). Tem experiência na área de economia, com ênfase em teoria dos contratos, atuando principalmente nos seguintes temas: organização industrial, regulação e finanças corporativas. *E-mail:* <klenio.barbosa@fgv.br>.

2. Bacharel em ciências econômicas pela Universidade Federal do Rio Grande (Furg), mestre em economia aplicada pelo Programa de Pós-Graduação em Organizações e Mercados da Universidade Federal de Pelotas (PPGOM/UFPEL) e doutor em economia aplicada pelo Programa de Pós-Graduação em Economia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul (PPGE/UFRGS). Técnico em sistemas para internet e intranets pelo Colégio Técnico Industrial Professor Mário Alquati (CTI) da Furg. Atualmente é professor adjunto da UFPEL. Tem experiência na área de economia, com ênfase em teoria econômica e métodos quantitativos aplicados à economia, atuando principalmente nos seguintes temas: parcerias público-privadas, contratos, regulação, infraestrutura e econometria aplicada. *E-mail:* <rodrigo.fernandez@ufpel.edu.br>.

3. Bacharel em engenharia elétrica pela Universidade de Campinas (Unicamp) e pós-graduado em economia pela FGV. Atualmente é gerente de pesquisa da Prime Energy Consultoria e Comercialização de Energia Elétrica. *E-mail:* <mateustolentino@gmail.com>.

LA EVALUACIÓN DE LOS ASPECTOS INSTITUCIONALES DEL SECTOR ELÉCTRICO BRASILEÑO A TRAVÉS TEORÍA DE LOS CONTRATOS

En este trabajo analiza los aspectos institucionales de regulación del sector eléctrico brasileño centrado en el modelo de concesión para la generación hidroeléctrica a la luz de la teoría económica de los contratos. La teoría podría explicar gran parte del diseño actual de la industria, advertir de posibles riesgos y apoyar la comprensión de los impactos de las decisiones sobre las renovaciones de concesiones. Demuestra que el riesgo moral y la asignación ineficiente de los riesgos fueran los factores principales para el fracaso del modelo anterior con respecto a lo actual (modelo RE-SEB), que llevó al país a suministrar crisis de 2001, y la forma de ecuacionar tales factores en el modelo en su lugar.

Palabras clave: teoría de los contratos económicos; asociación público-privada; nuevo modelo para el sector eléctrico brasileño; renovación de la concesiones.

ÉVALUER LES ASPECTS INSTITUTIONNELS DU SECTEUR ÉLECTRIQUE BRÉSILIEN À TRAVERS LA THÉORIE DU CONTRAT

Cet article examine les aspects institutionnels et réglementaires du secteur de l'électricité brésilienne, en se concentrant sur les concessions hydroélectriques, à la lumière de la théorie économique des contrats. Cette théorie peut expliquer en grande partie le secteur de la conception actuelle, attentif aux risques potentiels et de subventionner la compréhension en ce qui concerne l'impact des décisions sur les renouvellements de concessions. Il est démontré que l'aléa moral et une répartition inefficace des risques sont le principal facteur qui a fait l'échec du modèle précédent (modèle RE-SEB), qui a conduit le pays à fournir crise de 2001, et de tenir compte de ces facteurs dans le modèle actuel (new modèle).

Mots-clés: théorie économique des contrats; partenariat public-privé; modèle de renouvellement des concessions.

JEL: D02; K2; L5; L94.

1 INTRODUÇÃO

O estudo clássico da microeconomia é de grande valia para a correta compreensão de um dado mercado, modelando suas interações, antecipando comportamentos e, por fim, identificando um preço resultante do equilíbrio entre oferta e demanda. Contudo, para a sua correta aplicação, algumas premissas são fundamentais, destacando-se, entre elas, que tanto compradores quanto vendedores possuem conhecimento completo da transação que está sendo efetuada.

Surge, assim, a hipótese: e se desejarmos estudar um mercado específico que nem todos os agentes têm a informação completa? Ou, de forma equivalente, se um deles possui melhor informação em relação ao outro? Deste modo, modifica-se a suposição inicial, considerando-se um ambiente com dois agentes econômicos que possuem funções de utilidade distintas, sendo o primeiro uma firma como vendedora e o segundo o ente público, representando a sociedade, como comprador.

Para tornar o caso ainda mais interessante, assume-se que o bem negociado é um produto e/ou serviço de infraestrutura fundamental para todos os segmentos da sociedade, desde a indústria de base às residências da população.

Este artigo analisa os aspectos institucionais regulatórios do setor elétrico brasileiro com foco no modelo de concessão para geração hidráulica à luz da teoria econômica de contratos. A teoria poderá explicar boa parte da concepção atual do setor, alertar para potenciais riscos e subsidiar o entendimento quanto aos impactos das decisões relativas às renovações das concessões.

Será demonstrado como a ocorrência de risco moral e a alocação ineficiente de riscos foram fatores preponderantes para a falência do modelo RE-SEB, ocasionando a crise de abastecimento em 2001. Discutir-se-á como tais fatores foram equacionados no novo modelo; no entanto, serão apresentados fatos que demonstrarão os riscos existentes na concepção atual, tais como a seleção adversa nos leilões, a existência de contratos incompletos devido às incertezas ambientais e às informações assimétricas no planejamento da expansão. Para o caso da renovação das concessões, serão demonstradas falhas que vão desde a premissa adotada para a renovação até a sua implementação, com transferências indevidas de riscos e criação de contratos incompletos, sem deixar de mencionar a condução inapropriada do processo, acarretando elevação da percepção no mercado quanto ao risco regulatório no setor.

Em suma, este estudo está estruturado em seis seções (incluindo esta introdução), sendo a segunda delas destinada à parte teórica e as quatro seguintes com o objetivo de apresentar e discutir os principais aspectos regulatórios do setor elétrico brasileiro. A seção 2 aprofunda o entendimento da teoria de contratos, seus principais modelos e aplicações. Também estuda o conceito de parcerias público-privadas (PPPs), o contexto de sua aplicação, tipos de contratos, duração, renovação, alocação de riscos, entre outros. A seção 3 discute o modelo de setor elétrico aplicado na década de 1990 (modelo RE-SEB), com suas premissas, seus principais desafios e as falhas, à luz da teoria, que culminaram no racionamento de 2001. A seção 4 trata do modelo atual (novo modelo) aplicado nos anos 2000, fruto dos aprendizados do racionamento. Destacam-se, nas discussões, suas evoluções a fim de evitar o risco de desabastecimento e sua explicação a partir da teoria. Por fim, na seção 5 são feitas duas reflexões a respeito do setor elétrico brasileiro. A primeira delas destina-se aos alertas que a teoria prediz a respeito do modelo atual e suas possíveis consequências. A segunda apresenta o recente caso da renovação das concessões no setor elétrico ocorrida em 2012, buscando-se compreender o embasamento teórico utilizado, seus *trade-offs* e as implicações das decisões tomadas.

2 REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Mercados com informações assimétricas

O estudo clássico de microeconomia baseia-se na noção de equilíbrio em que o preço representa o ponto em que o mercado se equilibra, assumindo-se que tanto o vendedor quanto o comprador possuem informação idêntica a respeito do produto negociado, ou seja, assume-se que há simetria de informação entre os agentes envolvidos.

No entanto, na aplicação dos modelos microeconômicos em casos reais, surge a percepção de que compradores e vendedores podem ter diferentes informações a respeito do produto negociado. Essa intuição foi introduzida por Akerlof (1970), no exemplo do mercado de carros usados, em que claramente há uma informação assimétrica por parte do vendedor quanto à qualidade do carro que está sendo negociado. Com isso, o estudo de mercados com informações assimétricas requer novas ferramentas mais complexas que podem ser consolidadas nos estudos da teoria econômica de contratos.

2.2 A Teoria econômica de contratos

A teoria de contratos pode ser definida como a busca por identificar soluções para as falhas provenientes da teoria de equilíbrio, ao assumir que mecanismos de mercado baseados exclusivamente em preços podem trazer imperfeições na operação de um mercado em que existe assimetria de informações (Salanié, 2005). De forma equivalente, Brousseau e Glachant (2002) definem a teoria de contratos como a tentativa de explicar como agentes econômicos determinam propriedade, quantidade e preços dos recursos transacionados devido à possibilidade de informação privilegiada ou à presença de diferenças significativas de valor entre as partes.

É, portanto, campo de estudo fundamental para a compreensão de relações econômicas mais complexas. No contexto deste estudo, sua teoria será usada no entendimento das relações contratuais existentes entre um agente público e um agente privado já que tipicamente há, nesse tipo de relação, grandes assimetrias de informações, especialmente quanto à visão de valor de um determinado contrato.

2.2.1 Modelos teóricos

Para aprofundar o entendimento da teoria, é necessário compreender os principais modelos teóricos que são utilizados como ferramentas para o entendimento do problema de assimetria de informação. Salanié (2005) os definiu como segue.

Modelo principal-agente

A estrutura de principal-agente é aplicada nos demais modelos e baseia-se no conceito da existência de dois agentes econômicos, em que um deles possui

a informação privada e esta informação é relevante para o bem comum, incluindo o agente não informado. O principal é o proponente do contrato e o agente é a parte que aceita ou rejeita o contrato proposto não havendo, por hipótese, possibilidade de contraproposta. Dado o problema da desinformação, ambos buscarão mecanismos de mitigação do risco de desinformação em relação ao outro.

Modelo de seleção adversa

Nesse contexto, o principal não possui todas as informações sobre as características do agente. O principal, não informado, move-se primeiro e, por isso, pode acabar selecionando um agente indesejado. A essência da solução do problema da seleção adversa ocorre quando o agente “revela-se” gerando informação para o principal. A parte não informada toma a iniciativa de oferecer à parte informada opções de contratos de diferentes tipos e o agente privado escolhe de acordo com suas características. Este é o caso ao se negociar o preço de um contrato em uma relação público-privada em que o ente público não possui todas as informações relativas aos custos e à produtividade do agente privado, havendo o risco de se negociar a patamares de preços superiores à margem que o agente privado aceitaria.

Modelo de sinalização

Aqui um dos agentes não possui todas as informações acerca das características do outro. A parte informada move-se primeiro. A parte informada move-se primeiro, emitindo sinais que podem revelar informações sobre as suas características. A parte não informada buscará criar um mecanismo de interpretação desses sinais. Esse problema é típico no caso da seleção de um agente privado por parte de um agente público, sendo que o último não possui todas as informações que garantam que o agente privado tem a devida qualificação para execução do projeto. A solução-padrão está na criação de mecanismos de reputação por parte dos agentes para melhor sinalização da sua competência. Assim, os maus executores seriam impedidos de participar de uma nova licitação e os bons teriam prioridade. Outra estratégia está na criação de mecanismos de garantias, inclusive financeiras, que demonstrem a capacidade e a intenção do agente em executar o projeto.

Modelo de risco moral

Do ponto de vista teórico, o problema de risco moral surge quando o principal não observa o comportamento do agente, e o comportamento do agente tem impactos importantes sobre a função objetivo do principal. Em um modelo (ou jogo) típico de risco moral, a parte não informada move-se primeiro, oferecendo um contrato.

Na aplicação do modelo de risco moral ao caso dos contratos públicos, o governo é o principal e, portanto, não possui todas as informações sobre o comportamento da parte informada, que, no caso, são as empresas. Esse fenômeno ocorre porque somente a firma possui o conhecimento dos resultados de determinados movimentos intrinsecamente endógenos, bem como custos e medidas administrativas, o que permite a ela modificar estes valores para obter alguma vantagem quando os contratos são definidos. Desse modo, quando a empresa aceita o contrato proposto pelo governo, ela toma uma decisão que afeta os seus lucros e a função de bem-estar social do principal. Por sua vez o governo apenas observa o produto final, o que não reflete exatamente a ação tomada.

Em síntese, esse modelo fica bastante evidente em relações contratuais complexas, como um projeto com diversos agentes com funções correlacionadas. Nesse âmbito há um desincentivo à coordenação, tornando o monitoramento custoso ou até mesmo inviável, sendo possível identificar apenas o cumprimento integral do contrato.

2.2.2 Contratos incompletos

O contrato completo, conforme Salanié (2005), é aquele que considera todas as variáveis relevantes, não havendo contingência não prevista na negociação e na assinatura do contrato. Já Brousseau e Glachant (2002) relembram que os agentes possuem limitações computacionais e não podem calcular, *a priori*, todos os problemas que podem surgir, tornando impossível antecipá-los na contratação, surgindo, assim, o contrato incompleto.

Esse tema também é abordado por Bajari e Tadelis (2001), que demonstram que a questão da assimetria de informação *ex post* pode resultar em elevação do custo de transação, com implicações na decisão clássica entre “fazer ou comprar”. Em outras palavras, quanto maior a complexidade do contrato e o consequente custo de transação, maior o incentivo para que este seja internalizado. O conceito de “fazer ou comprar” aplica-se quando, por exemplo, um agente público, responsável por um determinado serviço, necessita tomar a decisão quanto a prestar o serviço ou privatizá-lo. Esse processo decisório também estará embasado na lógica do custo de transação, pois o custo de monitoramento incorrido em privatizar deverá ser inferior aos ganhos de produtividade do contrato com o agente privado. Surge, assim, o embasamento econômico para a existência das PPPs, que será detalhado a seguir.

2.3 Parcerias público-privadas (PPPs)

Após uma abordagem ampla dos conceitos econômicos e modelos aplicáveis à teoria de contratos, surge a necessidade de aprofundar o caso específico das PPPs.

2.3.1 Definição de uma PPP

A PPP pode ser definida, de acordo com Iossa, Spagnolo e Vellez (2007), como contratos de longo prazo entre os setores privado e público, sendo destinadas inúmeras responsabilidades em termos de construir e operar um serviço público de infraestrutura. Nesse contexto, esse arranjo contratual apresenta as seguintes características principais:

- o agente privado é responsável por construir e operar o empreendimento;
- há transferência significativa de riscos para o agente privado;
- há critérios específicos de entrega por parte do setor privado;
- os contratos são tipicamente de longo prazo, sendo que o horizonte temporal pode oscilar, em média, entre cinco e trinta anos.

2.3.2 Tipos de PPPs

De modo geral, conforme Iossa, Spagnolo e Vellez (2007), quando há a maior participação do agente privado nas fases do projeto de parceria, mais fortes são os incentivos para a eficiência global do empreendimento. Portanto, destacam-se apenas duas modalidades de parcerias, que se enquadram nessa contextualização, como segue.⁴

Build-operate-transfer (BOT)

Nessa modalidade o setor privado assume a responsabilidade de construir e operar o ativo. Após o final do contrato, o ativo retorna para o ente público.

Design-build-finance-operate (DBFO)

Nesse modo contratual, o ente privado é responsável pelo desenho (*design*), pela construção (*build*), pelo financiamento (*finance*) e pela operação (*operate*) do empreendimento. Em resumo, todos os estágios do projeto são alocados aos agentes privados, incluindo o risco financeiro. Tipicamente, constitui-se uma sociedade de propósito específico (SPE), com a participação de diversas companhias.

Alocação eficiente de riscos

Um ponto relevante a ser discutido nas PPPs está na alocação eficiente de risco. O objetivo na alocação eficiente de riscos é desenhar o projeto de modo que cada parte envolvida nesse arranjo contratual fique responsável por aquilo que é mais eficiente em realizar. Para o escopo deste trabalho, é válido destacar os riscos apresentados no quadro 1.

4. Em IMF (2004), há uma boa descrição das modalidades de PPPs.

QUADRO 1

Principais riscos em uma PPP

Risco	Definição
Planejamento	Refere-se ao risco de que as permissões para o desenvolvimento do projeto sejam recusadas, ou que haja condicionantes impeditivos, ou, ainda, que o processo de planejamento ocorra de forma mais demorada que o esperado.
Construção e prazo	Inclui todos os riscos associados ao processo de construção do empreendimento, incluindo os riscos de atrasos, ocasionados por diversas razões, tais como falhas logísticas, problemas sindicais, erros de projeto etc. e seus impactos em termos de custos para o projeto.
Operação e manutenção	Associado aos fatores que podem afetar os custos de operação, bem como padrões de desempenho predefinidos.
Demanda	Risco de a demanda ser inferior à que foi inicialmente prevista, ocasionando redução na receita esperada.
Regulatório	Mudanças na regulação/legislação que afetem diretamente as expectativas inicialmente contratadas.
Financeiro	Riscos associados a flutuações de taxas como, por exemplo, câmbio e juros.

Fonte: Iossa, Spagnolo e Vellez (2007).
Elaboração dos autores.

2.3.3 Duração de contratos e renovação

A determinação da duração de uma PPP pode levar em consideração diversos fatores. Entre eles destacam-se a viabilidade financeira, a competição e a eficiência, no caso da renovação, que serão explicitadas a seguir.

Viabilidade financeira

A duração do contrato pode afetar a decisão de investimento, uma vez que afetará a expectativa de fluxo de caixa do agente privado. Essa variável pode, assim, afetar a decisão de quando aceitar (ou não) o investimento, a depender do preço definido pelo principal (o governo). Deste modo, há um tempo mínimo de duração que torna o projeto viável.

Renovação, competição e incentivos

As evidências indicam que o período de duração do contrato e sua expectativa de renovação tendem a afetar o desempenho do empreendimento. Isso acontece porque a renovação pode ser interpretada como um benefício adicional no caso em que o retrospecto do contrato é positivo (Iossa, Spagnolo e Vellez, 2007).

Entretanto, Calzolari e Spagnolo (2006) sugerem que contratos de longo prazo reduzem a frequência de interações entre os concorrentes e, por isso, desincentivam a competição no mercado em questão. Logicamente, há um *trade-off* entre a frequência de eventuais renovações e o tempo mínimo necessário para se viabilizar o empreendimento. Espera-se que, ao atingir-se esse ponto de maximização, a PPP encontrará a sua duração ótima.

2.3.4 Mecanismos de pagamentos

A literatura define ao menos três mecanismos típicos de pagamento, a seguir descritos.

Cost-plus

O setor público compromete-se a reembolsar todos os investimentos e os custos operacionais associados ao projeto. A principal vantagem desse mecanismo de pagamento é a flexibilidade em projetos bastante complexos. Em contrapartida, há o desincentivo ao esforço para a redução de custos.

Preço fixo

Nessa situação há uma remuneração fixa ao setor privado, sendo estabelecido um padrão mínimo de qualidade a ele. Em relação à modalidade de *cost-plus*, não se faz necessário o monitoramento.

No entanto, Bajari e Tadelis (2001) sugerem a existência de um *trade-off* entre o incentivo *ex ante* da modalidade de preço fixo e a elevação do custo de transação devido à possível necessidade de renegociações. Por isso, Iossa, Spagnolo e Vellez (2007) preconizam que, para a definição de um mecanismo de pagamento eficiente, é fundamental garantir que a especificação do produto final está corretamente definida.

Incentivo

Tem o objetivo de elevar a remuneração do agente privado caso os padrões de qualidade sejam atingidos, a fim de compensar os custos incorridos. Brousseau e Glachant (2002) sugerem a necessidade de um mecanismo de incentivo à produtividade, como no caso em que há o problema de risco moral; contudo, surge o problema do incentivo *versus* a segurança para o agente, que é tipicamente resolvido com a combinação de pagamentos fixo e variável.

Em suma, Estache (2009) sintetiza a discussão com a ideia de que contratos de preço fixo dão incentivos à eficiência; no entanto, ao atrelar os pagamentos ao desempenho, pode fazer com que estes incentivos sejam muito mais poderosos. Já os contratos tipo *cost-plus* são preferíveis quando o projeto é extremamente complexo; por exemplo, quando existem inúmeras empresas e também quando o valor do empreendimento é bastante elevado.

2.3.5 Comprometimento, flexibilidade e renegociação

Segundo Salanié (2005), o comprometimento refere-se à habilidade do agente de limitar suas ações futuras prometendo cumprir um contrato até uma data determinada. Com isso, o comprometimento estará associado:

- às penalidades especificadas em contrato, em caso de quebra unilateral;

- à organização institucional que garanta a aplicação da penalidade;
- à credibilidade do agente, por meio da importância dada à sua reputação;
- aos bens específicos: existência de “propriedade” que tenha menor valor fora da relação em estudo.

O caso do não comprometimento reflete-se na quebra de contrato ou renegociação. No primeiro caso, há uma decisão unilateral tomada pela parte interessada passível das penalidades estabelecidas em contrato. No segundo, há uma decisão multilateral, não havendo penalidade.

Como já discutido na seção que trata de contratos incompletos, não é possível verificar *ex ante* todas as variáveis de um contrato, ou seja, há a necessidade de ferramentas que permitam a flexibilidade contratual. Esse conceito é ainda mais relevante em uma PPP, conforme abordado por Iossa, Spagnolo e Vellez (2007), já que esta tende a ser desenvolvida para um longo horizonte temporal (de 25 a trinta anos). Durante a ocorrência desse tipo de contrato, podem ocorrer inúmeras mudanças que exigem maior flexibilidade e adaptação quando comparadas a uma modalidade-padrão de contratação.

Apesar de renegociações serem praticamente inevitáveis, a literatura cita diversos mecanismos que minimizam seus impactos. Podem-se destacar aspectos tais como:

- clareza em contratos que garantam especificação de motivos para renegociação;
- procedimentos específicos e transparentes de solicitação de revisão de alguma regra;
- participação de um “árbitro” independente que garanta isenção na avaliação do mérito da renegociação.

2.3.6 As PPPs e o contexto da sua aplicação

Apesar da sua existência econômica poder ser definida como uma decisão de “fazer ou comprar”, sua aplicação na América Latina, no Caribe, na Europa e na Ásia Central dá-se em um contexto de países com grandes mercados e elevada demanda agregada, concomitantemente a uma situação de dívida fiscal que dificulta ou até mesmo impede o investimento público (Hammami, Ruhashyankiko e Yehoue, 2006).

Em uma perspectiva mundial, Iossa, Spagnolo e Vellez (2007) apontam as principais características de sucesso para uma PPP como:

- situação macroeconômica estável;

- estrutura e dinâmica de mercado;
- regulação de mercado e estabilidade institucional que garantam o investidor;
- desenho de contrato e gerenciamento com variáveis tais como mecanismos de pagamento e alocação de riscos.

O setor de infraestrutura brasileiro vem seguindo de forma geral esse padrão mundial. O setor elétrico brasileiro, mais especificamente, também tem empregado um modelo próprio de PPP, como se discutirá na próxima seção.

3 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO: CONTEXTUALIZAÇÃO

3.1 Desafios para o setor elétrico

O setor elétrico de um país é sempre visto como um pilar extremamente estratégico, principalmente por tratar-se de um insumo de vital importância para o desenvolvimento econômico. Conforme argumentam Maurer e Barroso (2012), é comum a países em desenvolvimento que o principal desafio esteja na garantia do suprimento energético para atendimento ao crescimento econômico, uma vez que uma taxa de crescimento anual entre 5% e 6% do produto interno bruto (PIB) demanda que a capacidade de geração de energia dobre a cada quinze anos.

Nesse contexto, o setor elétrico brasileiro passou, ao menos, por dois grandes marcos regulatórios nos últimos vinte anos, frutos da necessidade de expansão da capacidade instalada. O primeiro ocorreu na década de 1990, com a desverticalização e a privatização do setor (modelo RE-SEB). O segundo deu-se nos anos 2000, após o racionamento de 2001, que demonstrou a necessidade de revisão do modelo de expansão do setor (novo modelo). Estes marcos regulatórios serão abordados detalhadamente a seguir.

3.2 A reforma dos anos 1990: o modelo RE-SEB

O modelo de desenvolvimento do setor elétrico, anterior à década de 1990, esteve sustentado, do ponto de vista institucional, pelas empresas estatais (federais e estaduais), além de um padrão de financiamento com base em recursos externos e das empresas públicas, em especial a Eletrobras. A partir do início dos anos 1980 este padrão começa a apresentar desequilíbrios financeiros frutos do contexto internacional de aversão aos investimentos em países em desenvolvimento. Como agravante, o setor elétrico brasileiro passa a ser utilizado como instrumento de ajuste da macroeconomia para colaborar com o combate à inflação, depreciando o valor real das tarifas. Esta crise foi caracterizada por razões exógenas ao setor (Castro, Bueno e Cavalieri, 2006).

3.2.1 O processo de privatização e a introdução da competição

A reforma do setor elétrico brasileiro se dá no contexto do Plano Nacional de Desestatização, pela promulgação da Lei nº 8.031/1990, período marcado pela busca de atração do investidor privado nos diversos setores de infraestrutura. Como visto na teoria, esse processo estava alinhado a um contexto internacional de privatizações e captação de capital privado. Era necessário criar um ambiente institucional que garantisse a atratividade do investimento para o setor elétrico. Para Pires (2000), o primeiro passo se dá na linha de priorizar a venda das empresas do segmento de distribuição por se entender que seria pressuposto fundamental para reduzir o risco de inadimplência nas transações, atraindo posteriormente os interessados para os ativos de geração.

Já pela ótica do segmento de geração, em 1995 é promulgada a Lei nº 9.074/1995, surgindo a figura do produtor independente de energia (PIE). Este agente econômico comercializa a energia elétrica e não há a garantia de equilíbrio econômico financeiro. Pelo lado da demanda, surge a figura do consumidor livre, que passa a ter a opção de estabelecer contratos com o PIE. Inicia-se, assim, a busca pela criação de um mercado com competição por preços. Em 1996 é contratado o consórcio Coopers & Lybrand para desenhar um novo modelo para o setor elétrico, com base em experiências internacionais, batizado de Projeto de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro, ou projeto RE-SEB (Tolmasquim, 2011).

Entre os resultados, vale destacar:

- desverticalização do setor e privatizações iniciando-se pelo segmento de distribuição;
- instituição da competição no segmento de geração e comercialização;
- regulação no segmento de transmissão e distribuição;
- estabelecimento de um órgão de planejamento da expansão e a instituição de um agente financeiro setorial, contribuindo com empréstimos subordinados e assumindo riscos ambientais e regulatórios.

O novo modelo a ser empregado pode ser resumido pela busca da competição, sempre que possível, sem desconsiderar a regulação, quando necessário. Esse é um período em que se buscou um marco regulatório que garantisse o investimento e a expansão do setor por meio da iniciativa privada. Para tanto, mostrava-se fundamental o estabelecimento de legislação e regulação adequadas, bem como clareza de responsabilidade na atuação dos diversos *players*.

3.2.2 Regulação do mercado

Surge, então, a necessidade da criação de agentes reguladores com objetivo do estabelecimento de regras e da fiscalização dos serviços prestados, cabendo aos

agentes reguladores a edição de normas, decisões discricionárias e resolução de conflitos. Para o setor elétrico brasileiro, essa função foi atribuída e centralizada na Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). De acordo com Pires (2000), a criação da Aneel buscava preencher a necessidade de um órgão setorial com autonomia para que fosse possível executar o processo regulatório, bem como arbitrar conflitos, frutos dos distintos interesses dos agentes públicos e privados.

Entre suas diversas funções, cabe destacar algumas descritas na Lei nº 9.427/1996:

- empregar políticas e diretrizes do governo federal para a exploração da energia elétrica e o aproveitamento dos potenciais hidráulicos;
- promover licitações destinadas à contratação de concessionárias para prestação de serviços nos segmentos da cadeia do setor;
- celebrar e gerir os contratos de concessão, além de fiscalizar, diretamente ou mediante convênios, a prestação dos serviços de energia elétrica;
- atuar, no âmbito administrativo, para mediar divergências entre os diversos agentes do setor, bem como os consumidores.

3.3 Falhas na expansão da oferta: crise de abastecimento

Do ponto de vista teórico, fica evidente que o mercado de energia elétrica possui assimetria de informação entre os agentes envolvidos, sendo aplicável o modelo do risco moral. Enquanto para o agente público há o objetivo de garantia de suprimento, o agente privado visa principalmente o valor econômico da relação contratual. Por isso, em menos de cinco anos após a implantação do novo modelo, começaram a haver sinais de que a premissa fundamental de garantia de suprimento não estava sendo cumprida pelo agente privado. De acordo com Pires (2000), isso ocorreu especialmente devido às incertezas com relação à remuneração e aos custos, bem como à percepção de falhas nos marcos regulatórios.

As dificuldades apresentadas culminaram na crise de abastecimento de 2001 e na necessidade de se decretar racionamento. Para a investigação e o diagnóstico da crise de racionamento, instituiu-se a Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Esta comissão elaborou um relatório final, com os principais resultados da análise, conhecido no setor como Relatório Kelman.⁵ É válido destacar no relatório algumas conclusões:

- o atraso de geração programada e o não emprego de novas usinas causaram o racionamento em 2001;

5. Jerson Kelman, então presidente da Agência Nacional de Águas (ANA), presidiu e elaborou o relatório final da comissão e, por isso, tem seu nome associado ao relatório.

- a regulação implementada não se caracterizou por regras estáveis, claras e concisas, de forma a criar um ambiente próprio ao investimento;
- houve um vácuo institucional na coordenação do emprego da política energética.

Na ausência de arranjos regulatórios estáveis que garantissem o investimento privado, não havia incentivo à expansão da oferta, já que esta era vista como não economicamente atrativa. As empresas estatais, que poderiam ter suprido essa função, estavam impedidas de realizarem investimentos pelo Plano Nacional de Desestatização. Como havia um vácuo institucional em termos de monitoramento por parte do governo, a expansão do setor não ocorreu (Castro, Bueno e Cavalieri, 2006).

3.4 Análise de riscos: ótica do agente privado

Pela ótica do empreendedor privado, investir no setor elétrico brasileiro mostrava-se muito arriscado, especialmente devido à característica de capital intensivo desse tipo de empreendimento com longo prazo de amortização dos projetos, o que exigiria estabilidade regulatória. A inviabilidade dos projetos dava-se, principalmente, pela incerteza quanto à receita esperada, já que dois fatores podiam afetá-la. O primeiro relativo à falta de previsibilidade quanto à aquisição da licença prévia (LP), implicando atraso do início da obra. O segundo com relação ao risco de demanda, já que o agente privado venderia a energia no mercado livre e, portanto, poderia não conseguir vender aos preços inicialmente esperados. Além dos riscos citados, o quadro 2 demonstra os demais riscos que podiam ser identificados no projeto RE-SEB.

QUADRO 2

Alocação de riscos no projeto RE-SEB

Risco	Características
Planejamento	O empreendedor assina o contrato de concessão sem a LP. ¹ Não há um agente coordenador/facilitador do processo de planejamento.
Demanda	Em caso de retração da demanda, o empreendedor poderá ter perda de receita.
Regulatório	Instituição da Aneel para garantir os direitos econômicos dos agentes. No entanto, sendo uma agência nova, a percepção de risco ainda era alta.
Financeiro	É responsabilidade do empreendedor garantir a viabilidade financeira (modelo DBFO). Viabilização de financiamentos era dificultada pelos demais riscos.

Elaboração dos autores.

Nota: ¹ Há ainda hoje contratos de concessões anteriores ao “novo modelo” que continuam sem definição quanto ao licenciamento ambiental que autorize o início da sua construção.

4 O NOVO MODELO

4.1 Novas premissas para o setor elétrico

O legado deixado pelos diversos estudos após a crise de abastecimento de 2001 construiu os alicerces para o chamado “novo modelo”. Além disso, com a posse do novo governo federal, a política energética do país foi reformulada. Tolmasquim (2011) resume os novos pilares instituídos como:⁶

- garantia de suprimento energético;
- estabilidade jurídico-regulatória;
- modicidade tarifária;
- universalização do consumo.

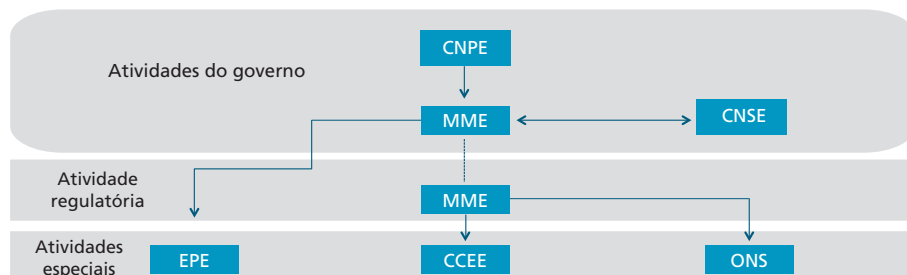
Buscar-se-á aprofundar o entendimento das duas principais mudanças no novo modelo, sendo elas: a revisão do ambiente institucional e seu impacto na estabilidade regulatória; e a revisão do modelo de expansão da geração, a fim de garantir o suprimento.

4.2 Revisão do ambiente institucional

Uma das premissas fundamentais na revisão do ambiente institucional foi buscar separar as atividades de governo e as regulatórias, já que uma deverá ter orientação política e a outra deve realizar atividades de forma autônoma. Por isso, Tolmasquim (2011) divide o setor elétrico brasileiro em três categorias de atividades: atividades de governo; atividades regulatórias; e atividades especiais, como pode ser visto na figura 1, sendo tais atividades detalhadas em seguida.⁷

FIGURA 1

Agentes institucionais do setor elétrico



Fonte: Tolmasquim (2011).
Elaboração dos autores.

6. Devemos destacar que tais pilares já faziam parte do modelo anterior, mas não foram executados corretamente.

7. As atividades regulatórias não sofreram mudanças significativas em relação ao já apresentado; portanto, fica mantido o já discutido anteriormente.

4.2.1 Atividades de governo

Incorporam iniciativas ligadas à definição de políticas de governo. Estão descritas a seguir.

Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)

O CNPE foi instituído pela Lei nº 9.478/1997; no entanto, foi apenas regulamentado pelo Decreto nº 3.520/2000. Para o setor elétrico brasileiro, é válido destacar suas atribuições ligadas à discussão da matriz energética e diversificação, incluindo o estabelecimento de políticas de incentivos a fontes diversificadas, a adoção de medidas que garantam o atendimento à demanda, além da possibilidade de indicar empreendimentos prioritários para a licitação e a implantação, os chamados empreendimentos estruturantes. Busca-se, portanto, fortalecer um órgão com visão macro do setor elétrico, a fim de garantir a coordenação estratégica do setor. Tem-se, assim, a primeira entidade com o foco em garantir a estabilidade regulatória e de coordenação.

Ministério de Minas e Energia (MME)

O MME é um órgão vinculado à Presidência da República, responsável pela formulação e implantação de políticas no setor energético, a partir das diretrizes do CNPE, sendo o representante do poder concedente no setor elétrico. Entre suas atribuições, no novo modelo, estão a responsabilidade nas diretrizes dos leilões de energia, a celebração de contratos de concessão e a definição das garantias físicas⁸ dos empreendimentos.

Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)

O CMSE foi criado pela Lei nº 10.848/2004 e regulamentado pelo Decreto nº 5.175/2004. Tem a função de monitorar a continuidade e a segurança do suprimento eletroenergético em todo o território nacional, abrangendo toda a cadeia do setor. É, portanto, função do comitê propor mitigações ou prevenir riscos ligados à segurança no abastecimento e no atendimento eletroenergético.

4.2.2 Atividades especiais

Caracterizam-se no setor elétrico brasileiro como atividades especiais as atividades de planejamento e operação do sistema elétrico brasileiro e as atividades de operacionalização da comercialização de energia. Elas são desempenhadas por diversas pessoas jurídicas de direito privado “atípicas”, a serem descritas em seguida.

8. Volume de energia a ser disponibilizado para a venda pelo empreendedor.

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Criada a partir da Lei nº 10.848/2005, é responsável por viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN), tanto no ambiente de contratação regulada (ACR) quanto no ambiente de contratação livre (ACL). Atua também como promotora dos leilões e administradora dos contratos de energia.

Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)

Criado pela Lei nº 9.648/1998, exerce as atividades de coordenação da operação do SIN. Sua principal função refere-se ao planejamento e à operação centralizados da geração com o foco na otimização da operação global. Também auxilia tecnicamente o poder concedente na avaliação da expansão do sistema, em especial no sistema de transmissão.

Empresa de Pesquisa Energética (EPE)

A EPE é o órgão que visa eliminar uma falha fundamental identificada no marco regulatório anterior: a ausência de um agente responsável pelo planejamento da expansão que pudesse garantir ao investidor a viabilidade do empreendimento hidráulico.⁹ Ela é, portanto, uma peça fundamental no desenvolvimento do novo modelo de expansão a ser discutido a seguir.

Instituída pela Medida Provisória (MP) nº 145/2003, a EPE é vinculada ao MME. Tem a finalidade de realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar e dar apoio técnico ao planejamento energético. Realiza estudos da matriz energética de longo prazo e estudos de planejamento integrado dos recursos energéticos. Para a expansão da capacidade instalada de geração brasileira, a EPE tem a função preponderante na identificação e na quantificação dos potenciais recursos energéticos; na definição do potencial aproveitamento hidráulico ótimo; e na obtenção da LP ambiental e da declaração de disponibilidade hídrica necessária às licitações de empreendimentos de geração hidrelétrica (Tolmasquim, 2011).

4.3 Modelo de expansão revisitado

4.3.1 Cadeia do setor elétrico

Para o correto entendimento do modelo de expansão, é necessário compreender que, apesar de fisicamente, o fluxo da cadeia do setor elétrico passa por geração, transmissão e distribuição, só depois chegando ao consumidor. Do ponto de vista financeiro, há algumas diferenças que podem ser vistas na figura 2.

9. O foco nos empreendimentos hidráulico deve-se à diretriz política de manter a expansão da geração a partir de uma matriz ambientalmente limpa e com baixo custo de operação.

Entretanto, o ACL é o mercado dos usuários ditos “livres”, representado por grandes consumidores industriais,¹¹ sendo a maior parte deles eletrointensiva (CCEE, 2013). Estes têm a opção de contratar diretamente do gerador, ou ser intermediado por ele. Isto é, os agentes de geração, sejam concessionários de serviço público de geração, sejam produtores independentes de energia ou sejam autoprodutores, assim como os comercializadores, podem vender energia elétrica nos dois ambientes (ACR e ACL), mantendo o caráter competitivo da geração.

É importante destacar que essa modalidade de contratação refere-se apenas à energia, uma vez que o transporte continuará sendo feito pelas mesmas distribuidoras e transmissoras (monopólios naturais). Os mecanismos de contratação de energia e expansão da capacidade instalada no ACL continuam semelhantes ao modelo anterior em que se espera que o gerador e o consumidor atinjam um preço de mercado sem a necessidade de uma regulamentação de preços.

4.3.3 Procedimentos de contratação no ACR

Coordenação institucional

É de responsabilidade dos agentes institucionais, de forma coordenada, o atendimento da demanda das distribuidoras. Como mecanismos de garantia de modicidade tarifária, a compra de energia é feita de forma conjunta pelas distribuidoras em leilões que garantam a menor tarifa.

Em linhas gerais, o MME deve definir a portaria com datas dos leilões e preços-teto. Estes são realizados pela CCEE, por delegação da Aneel. Para os casos de novos empreendimentos, a EPE participa com a habilitação técnica e o cadastramento de empreendimentos. Ainda, o MME deve informar, com a devida antecedência, o prazo para que os interessados em participar do certame cadastrem-se e habilitem seus projetos na CCEE.

Segmentação na contratação

Devido às diferenças significativas entre a chamada energia existente e a necessidade de uma sinalização específica para a contratação de nova capacidade instalada, os leilões são segmentados entre energia “velha” e “nova”, competindo separadamente. Os empreendimentos de energia nova competem entre si em dois leilões: leilão A-3 (dito “A menos três”), com entrega em três anos para térmicas, eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs), e leilão A-5 (dito “A menos cinco”), com entrega em cinco anos, prioritariamente, para hidráulicas. Há assim uma

11. Pela Lei nº 9.074/1995, são elegíveis consumidores com carga contratada superiores a 3 MW e tensão de 69 kV, ou superior. Novos consumidores com carga de 3 MW ou maior conectados após 7 de julho de 1995, não estão sujeitos ao limite de tensão definido. Há ainda consumidores denominados “especiais”, que são consumidores ou conjunto de consumidores reunidos por comunhão de interesse de fato ou de direito, com carga de 500 kW ou mais, que podem contratar no ACL, desde que de fontes renováveis (eólica, sola e biomassa).

evolução não apenas em termos de coordenação, mas em termos metodológicos, com o intuito de fornecer uma melhor sinalização para o agente vendedor para novos projetos.

O papel do planejador

Devido à complexidade dos empreendimentos e o longo tempo de maturação dos projetos, em especial dos hidrelétricos, há um processo típico de planejamento que se inicia com a elaboração do Plano Decenal de Energia (PDE), em que os empreendimentos hídricos são apresentados como a ferramenta para orientar as decisões dos agentes no mercado de energia (Brasil, 2011).

Em seguida, há o cadastro e a habilitação da fonte de geração e, por fim, a EPE efetua a avaliação técnico-econômica para que o empreendimento seja disponibilizado para a ocorrência do leilão. Divulga-se o edital do leilão, bem como o Contrato de Compra de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), no qual são estabelecidas as premissas de contratos a serem assinadas para o vencedor do certame. Sendo assim, é importante frisar que o participante do leilão terá acesso aos termos do contrato antes da sua participação, fator fundamental para a transparência e para a simetria de informação entre os agentes (Tolmasquim, 2011).

4.3.4 Caracterização do contrato

Considerando a teoria de contratos apresentada, podem ser definidas algumas características do contrato proposto para o PIE, conforme o quadro 3.

QUADRO 3
Caracterização do contrato no novo modelo

Caracterização do contrato	Descrição
Tipo de contrato	O contrato do tipo DBFO, especificamente uma concessão.
Duração ¹	Quinze a trinta anos, a depender do tipo de empreendimento. Hidráulicas são tipicamente trinta anos e térmicas quinze a vinte anos.
Forma de pagamento	Os contratos são de preços fixos indexados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).
Renovação	Não há renovação e a concessão retorna ao poder concedente.

Elaboração própria dos autores.
Nota: ¹ Além do prazo da concessão, há um prazo adicional para construção do empreendimento, associado ao leilão em que se participou (A-5 e A-3).

4.3.5 Riscos

No quadro 4 é possível observar que o novo modelo efetuou duas mudanças significativas em termos de alocação de riscos na visão do empreendedor, que são:

- significativa redução do risco de planejamento, a partir da responsabilidade da EPE em garantir o licenciamento ambiental;

- transferência do risco de demanda para o consumidor final, o que reduz o risco financeiro do projeto, facilitando a viabilização de financiamentos.

QUADRO 4
Alocação de riscos no novo modelo

Riscos	Características
Planejamento	O empreendimento hidráulico só é licitado após emissão da LP, de responsabilidade da EPE.
Construção e prazo	Equivalente ao modelo anterior.
Operação e manutenção	Equivalente ao modelo anterior.
Demanda	A receita fixa é garantida para o empreendedor e é paga pelo consumidor final.
Regulatório	Equivalente ao modelo anterior, com evoluções em termos de arranjos institucionais.
Financeiro	Equivalente ao modelo anterior, com maior participação do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e de empresas estatais.

Elaboração dos autores.

5 REFLEXÕES À LUZ DA TEORIA

Nesta seção pretende-se discutir duas questões atuais do setor de energia elétrica com base no estudo teórico apresentado. A primeira delas refere-se a assimetrias identificadas no modelo atual e a segunda relaciona-se às renovações das concessões.

5.1 Assimetrias no modelo atual

Desde o racionamento de 2001, há uma preocupação específica no setor elétrico brasileiro quanto à qualidade e à previsibilidade do planejamento da expansão da capacidade instalada. Além disso, o arranjo institucional destina uma atenção especial à garantia de estabilidade para o empreendedor privado com o foco na minimização de riscos. Apesar dessas mudanças terem significado uma evolução em termos de coordenação institucional e mitigação do risco moral, assim como melhor sinalização, ainda há outros pontos que devem ser monitorados. Estes serão explorados detalhadamente nas próximas subseções.

5.1.1 Seleção adversa e sinalização nos leilões

O modelo de expansão do setor elétrico baseia-se nos leilões para licitação do empreendimento e tem sido referência internacional de sucesso em termos de volumes transacionados para garantir a significativa expansão da capacidade instalada (Maurer e Barroso, 2012).

No entanto, quando se fala em leilões, deve-se avaliar o problema de seleção adversa. Esse infortuno ocorreu de forma emblemática nos leilões A-3 e

A-5 de 2008. Nesses leilões, foi notório principalmente o problema operacional. De acordo com os resultados dos procedimentos, observa-se que houve uma grande concentração de empreendimentos térmicos, inclusive no leilão A-5, que deveria ser eminentemente hidráulico. Além disso, identificou-se, *ex post*, riscos operacionais quanto à concentração geográfica dos empreendimentos, o que inviabilizaria o escoamento da energia para o resto do país, além do questionamento quanto à viabilidade logística de entrega de combustível (Castro e Brandão, 2010). Vale destacar que a concentração geográfica de empreendimentos não é um problema *per se*, uma vez que isso pode ser resolvido com planejamento da rede de transmissão.

Há, portanto, uma preocupação do ponto de vista de seleção adversa na operacionalização dos leilões e necessidade do emprego de um modelo de sinallização mais eficiente. No caso dos leilões referentes à energia eólica, esse problema foi minimizado pelas exigências advindas ao licenciamento ambiental e à maturação do uso dessa fonte de energia em solo brasileiro.

5.1.2 Contrato incompleto: incerteza ambiental

O processo de licenciamento ambiental tem o objetivo de avaliar os impactos ambientais de um determinado empreendimento em estudo e possui três etapas definidas pelo Artigo 19 do Decreto nº 99.274/1990:

- Licença prévia (LP): concedida no planejamento do empreendimento aprovando sua concepção. Atesta, assim, a viabilidade ambiental e estabelece os requisitos básicos e condicionantes a serem atendidos nas fases seguintes da implantação;
- Licença de instalação (LI): autoriza a instalação do empreendimento de acordo com as especificações predefinidas na LP, incluindo as medidas de controle e condicionantes ambientais;
- Licença de operação (LO): autoriza a operação do empreendimento com o cumprimento das exigências das licenças anteriores. Esta é renovada dentro do prazo legal estabelecido pelo órgão ambiental competente.

No novo modelo do setor elétrico, os empreendimentos são licitados apenas após o estabelecimento da LP que, para o caso das hidráulicas, é de responsabilidade da EPE. Os procedimentos atuais não impedem a inclusão de novos condicionantes ambientais após a emissão da LP. Deste modo, torna-se imprevisível o custo real de mitigação dos condicionantes ambientais que podem sofrer mudanças na emissão da LO. Segundo Pires e Holtz (2012), essa imprevisibilidade gera um risco financeiro, uma vez que os custos ambientais podem chegar a 50% acima dos valores previstos.

Assim, é evidente que o processo atual de licenciamento ambiental implica elevados riscos por parte do empreendedor, já que este possui um contrato do tipo custo fixo em que qualquer variação será internalizada na margem do agente privado.

Uma possível alternativa seria a transferência desses custos adicionais, modificando o modelo contratual para um do tipo *cost-plus*. No entanto, esse diagnóstico pode resultar em efeitos colaterais indesejados, já que a questão do licenciamento ambiental afeta diretamente outros setores, devendo, então, ser corrigida na raiz do problema em vez de serem repassados os custos para o consumidor. Alternativamente, os custos poderiam ser repassados ao poder concedente que, porventura, possui melhores condições de atuar sobre o processo de licenciamento.

5.1.3 Informações assimétricas na previsão do planejamento

A EPE divulga anualmente o PDE e esses planos funcionam como direcionadores para o empreendedor quanto às diretrizes para os próximos leilões, equalizando a expectativa dos agentes no que diz respeito aos próximos empreendimentos a serem licitados.

No entanto, ao realizar-se uma análise mais detalhada da previsibilidade dos PDEs, demonstrar-se-á que estas não antecipam corretamente os empreendimentos a serem licitados no próximo certame, especialmente devido ao problema de licenciamento ambiental que não é viabilizado a tempo ou ocorre às vésperas do leilão, inviabilizando qualquer análise prévia (Instituto Acende, 2012). Isso pode ser ilustrado pela tabela 1, quando no leilão A-5 de 2011 metade dos empreendimentos previstos para leilão não foram viabilizados por falta de LPs, e a maioria destas foi emitida sem uma devida antecedência.

TABELA 1
Caso leilão A-5 (20 dez./2011)

Empreendimento	Data da LP	Número de condicionantes
Cachoeira Caldeirão	Não viabilizado	-
Cachoeira	13 dez./2010	39
Castelhano	3 nov./2011	37
São Manoel	Não viabilizado	-
Sinop	Não viabilizado	-
Ribeiro Gonçalves	Não viabilizado	-
Estreito Parnaíba	28 out./2011	40
São Roque	11 out./2011	13

Fonte: Editais de Geração Aneel-MMA-Fatma.
Elaboração dos autores.

Ao se fazer uma análise mais abrangente do planejamento, pode-se observar, nos quadros 5 e 6, os empreendimentos considerados pelo PDE a cada ano. Observa-se a grande variabilidade dos empreendimentos previstos a cada ciclo, o que atesta a dificuldade no caso de utilização dos PDEs como referência para estudos. A crise econômica de 2008 teve efeito na retração da demanda, o que postergou a percepção dos problemas.

No entanto, o governo adotou medidas que visavam ao aquecimento da economia no período pós-crise, entre elas a redução da tarifa de energia elétrica para o consumidor. Com os estímulos governamentais agregados à falta de chuvas em regiões responsáveis pelo suprimento de energia elétrica no âmbito nacional, os riscos evidenciados pela dificuldade no planejamento foram materializados em 2014 e 2015 com a possibilidade de racionamento de energia, elucidada por alguns governos estaduais.

QUADRO 5
Previsões oficiais para 2016

	PDE				Disponibilizado para o leilão	Licitado
	2007	2008	2010	2011		
Empreendimentos previstos para 2016	Burití Queimado	Burití Queimado	Couto	Cachoeira	Cachoeira	São Roque
	Cachoeira	Marabá	Magalhães	Foz do Apiacás	Cachoeira Caldeirão	
	Castelhano	Maranhão	Davinópolis	Uruçuí	Castelhano	
	Cebolão	Novo Acordo	Ferreira Gomes	Estreito	Estreito	
	Ipueiras	São Luiz do Tapajós	Ribeiro Gonçalves	Ribeiro Gonçalves	Ribeiro Gonçalves	
	Jataizinho	São Roque	São Luiz do Tapajós	São Manoel	São Manoel	
	Maranhão	Tabajara	Tijuco Alto	São Roque	São Roque	
	Paranhos	Teles Pires	Toricoejo	Sinop	Sinop	
	Pedra Branca					
	Riacho Seco					
	São Miguel					
	Traíra II					
	Uruçuí					

Fonte: EPE e Aneel.
Elaboração dos autores.

QUADRO 6
Previsões oficiais para 2017

	PDE				Disponibilizado para o leilão	Licitado
	2008	2010	2011	2012		
Empreendimentos previstos para 2017	Volta Grande Baixa	São Roque	São Luiz do Tapajós	Sinop	Sinop	Cachoeira Caldeirão
	Torixoréu	São Miguel	Castelhano	São Manoel	Ribeiro Gonçalves	
	Telêmaco Borba		Água Limpa	Cachoeira Caldeirão	Estreito	
	Serra Quebrada				Castelhano	
	Salto Grande				Cachoeira	
	Chopin				Cachoeira Caldeirão	
	Porto Galeano					
	Porteiras					
	Paranhos					
	Itapiranga					
	Couto Magalhães					

Fonte: EPE e Aneel.
Elaboração dos autores.

5.2 O caso da renovação das concessões

5.2.1 Contextualização

Como visto previamente, todo contrato deve ter uma duração específica e a teoria sugere que a possibilidade de renovação incentiva o empreendedor privado à eficiência, ao mesmo tempo em que a possibilidade de uma nova licitação garante a manutenção da competitividade. Ocorre que no setor elétrico brasileiro havia um volume significativo de concessões de geração, transmissão e distribuição vencendo entre 2013 e 2017. No caso da geração, o volume representava aproximadamente 20% do parque gerador nacional (Brasil, 2012a). Era necessária, portanto, uma definição do arranjo contratual a ser aplicado.

É preciso ressaltar que, para as concessões relacionadas à geração de energia, era previsto pela Lei nº 9.074/1995 a reversão à União e à nova licitação. Por isso, em caso de decisão quanto à renovação das concessões, era necessária uma mudança na legislação. Além disso, é válido destacar que dos empreendimentos com concessões vencendo no período, quase 98% referiam-se a empresas públicas em nível estadual ou federal, conforme tabela 2.

TABELA 2
Participação das geradoras

Concessionárias	Potência (MW)	Participação (%)
Grupo Eletrobras	15.022	67,26
Estaduais	6.842	30,62
Privadas	468	2,09
Municipais	9	0,03

Fonte: Brasil (2012a).

5.2.2 Embasamento econômico e outras motivações

Do ponto de vista teórico, conforme Brown (2012), que discute o caso brasileiro, a decisão quanto a renovar as concessões levou em conta basicamente dois entendimentos fundamentais. O primeiro deles seria o da possibilidade de renovação como incentivo ao desempenho da concessionária ao final da concessão. O segundo referente ao entendimento de que uma renovação teria resultados pouco significativos na competitividade geral do setor, implicando maiores riscos e custos do que benefícios.

Apesar do embasamento teórico apresentado, não se pode negar o viés político da tomada de decisão, uma vez que os principais agentes envolvidos no processo de renovação eram empresas estatais e, conforme Castro e Brandão (2010), havia uma percepção no mercado de que uma eventual nova licitação seria uma espécie de desestatização completa do setor elétrico.

5.2.3 Implementando a renovação

Definidas as premissas e as motivações para renovar as concessões, ainda era necessário determinar o novo modelo de contrato. Isso se deu a partir da MP nº 579/2012,¹² por meio da qual o governo federal instituiu as novas regras a serem aplicadas. Os principais pontos serão discutidos em seguida.

Novo prazo de contrato

É dado um novo contrato ao concessionário uma única vez por mais trinta anos. O caráter único da renovação mostra-se diferente da teoria em que o mais eficiente, segundo Brown (2012), seriam as renovações sucessivas. Outro ponto importante está no fato de que a MP efetuou uma simplificação em termos de aplicação de um modelo de renovação único para todos os agentes envolvidos, o que não considera peculiaridades de alguns contratos de concessão que foram aplicados em modelos

12. Posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013.

anteriores, e havia o entendimento de que estes poderiam ter direito a uma renovação diferente dos moldes propostos pela MP nº 579 (Santana, 2012). Por isso, as mudanças efetuadas criaram uma percepção de quebra de contrato para alguns casos específicos, podendo ter resultados negativos, em termos de riscos regulatórios, para o setor elétrico como um todo.

Antecipação da renovação e concentração no ACR

A MP determinava que, no caso do interesse de renovação, esta seria efetuada já em 2013, mesmo que ela acabasse, por exemplo, em 2017. Para isso seria calculado um valor de indenização a ser definido. Além disso, os contratos seriam redirecionados para o ACR, mesmo que o concessionário já tivesse efetuado a venda daquela energia no ACL. Ou seja, no caso de aceite, o agente teria que considerar a mudança da sua receita esperada para o final da sua concessão, o valor da indenização a ser calculada e o custo de recompra de uma energia eventualmente já vendida.

Cálculo do valor de indenização e remuneração

Devido à antecipação efetuada, bem como à existência de empreendimentos ainda não amortizados, seriam calculados os valores a serem indenizados, o que foi divulgado na Portaria Interministerial nº 580/2012 (Brasil, 2012c). Enquanto o valor esperado era da ordem de R\$ 50 bilhões, a proposta de indenização por parte do governo federal foi de R\$ 20 bilhões (Torres, 2012). Também foi de responsabilidade da Aneel o cálculo do novo valor de remuneração, por meio da Portaria Interministerial nº 578/2012. Estes valores também surpreenderam o setor, por serem 70% abaixo dos valores praticados anteriormente (Facchini, 2012).

Um ponto a ser destacado refere-se à ambiguidade da portaria em relação à abrangência da remuneração estipulada, uma vez que foi dada a redação conforme Brasil (2012b, p. 1, grifo dos autores): “§ 1º Estão incluídos nos valores das tarifas os custos regulatórios de operação, manutenção, administração, entre outros”. Sendo assim, surge um caso de contrato incompleto, uma vez que não se sabe o escopo exato da remuneração.

Outros investimentos

Outro ponto de preocupação está na questão definida pela MP de que investimentos não cobertos pela remuneração fixa exigiram aprovação da Aneel. Estaria, assim, estipulando-se um modelo de remuneração nos moldes *cost-plus* que, como discutido na teoria, induz a ineficiência e é exclusivamente recomendado para casos complexos, que não parece ser o caso. Isso poderá gerar desincentivo à expansão dos aproveitamentos hidráulicos existentes, gerando ineficiências para o setor (Santana, 2012).

Cronograma

Chamou atenção de todos os agentes a velocidade imposta pelo governo ao processo de renovação, como segue:¹³

- 11 de setembro de 2012: publicação da MP nº 579/2012;
- 11 de outubro de 2012: declaração de interesse em renovação por parte dos agentes;
- 1º de novembro de 2012: divulgação das Portarias nºs 578 e 580 com os valores de indenização e remuneração;
- 4 de dezembro de 2012: assinatura dos contratos;
- 11 de janeiro de 2013: conversão da MP nº 579/2012 na Lei nº 12.783/2013.

Em resumo, os agentes declaram interesse em renovação das concessões sem terem acesso à informação dos valores de indenização e de remuneração. Como se não bastasse, houve apenas 33 dias para decidir quanto à assinatura ou não dos contratos. Adicionalmente, os contratos deveriam ter sido assinados de acordo com a MP que estava tramitando no Congresso,¹⁴ ou seja, um caso evidente de assinatura de um contrato incompleto com alto risco de alterações *ex post*. A Companhia Energética de Minas Gerais (Cemig), por exemplo, tomou a decisão de não declarar interesse na renovação de algumas usinas, entendendo que seriam possíveis alterações da lei no Congresso (Warth, 2012).

5.2.4 Impactos no setor

Posicionamento dos agentes

Ao final, foram renovadas as concessões de geração dos agentes, conforme quadro 7. O grupo Eletrobras foi o principal agente a aceitar os termos da renovação, enquanto a Companhia Energética de São Paulo (Cesp) – com Três Irmãos, Ilha Solteira e Jupia – e a Cemig – com São Simão, Miranda e Jaguará – optaram por não renovar.¹⁵ Intensificou-se ainda mais a percepção de riscos político-regulatórios no processo de renovação das concessões.

13. A hipótese mais provável é que a velocidade de tramitação esteja associada a interesses políticos para o anúncio imediato da redução nas contas de energia para o consumidor, conforme amplamente divulgado na mídia à época.

14. Lembrando que essa MP teve 431 emendas, demonstrando a sua controvérsia no Congresso.

15. Houve, ainda, outros empreendimentos não renovados, mas os empreendimentos hidráulicos listados são os mais significativos.

QUADRO 7
Agentes e empreendimentos com concessões prorrogadas

Concessionária	Usina	Termo aditivo
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. (Eletronorte)	Coaracy Nunes	Primeiro termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 02/2012 da Aneel
Companhia Estadual de Geração e Transmissão de Energia Elétrica (CEEE-GT)	Bugres	Segundo termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 25/2000 da Aneel
	Canastra	
	Capigui	
	Emestina	
	Herval	
	Ijuizinho	
	Jacuí	
	Passo do Inferno	
	Passo Real	
	Santa Rosa	
Companhia Hidroelétrica do São Francisco (Chesf)	Apolônio Sales	Primeiro termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 06/2004 da Aneel
	Boa Esperança	
	Funil	
	Paulo Afonso I	
	Paulo Afonso II	
	Paulo Afonso III	
	Paulo Afonso IV	
	Pedra	
	Xingó	
Companhia Hidroelétrica São Patrício (Chesp)	Cachoeira do Lavinha	Segundo termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 43/2009 da Aneel
Companhia Jaguarí de Energia (CJE)	Macaco Branco	1º Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 9/1999 ANEEL
Companhia Leste Paulista de Energia	Rio do Peixe – Casa de Força I e II	Terceiro termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 101/1999 da Aneel
Departamento Municipal de Energia de Ijuí (DMEI)	Passo de Ajuricaba	Segundo termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 107/2000 da Aneel
DME Distribuição S.A. (DMED)	Pedro Afonso Junqueira (Antas I)	Segundo termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 48/1999 da Aneel
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. (Emae)	Hendry Borden	Segundo termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 2/2004 da Aneel
	Porto Góes	
	Rasgão	
Furnas Centrais Elétricas S.A.	Corumbá I	Primeiro termo aditivo ao Contrato de Concessão nº 04/2004 da Aneel
	Luiz Carlos Barreto de Carvalho	
	Funil	
	Fumas	
	Marimbondo	
	Porto Colômbia	

Fonte: MME e Aneel.
Elaboração dos autores.

Reflexos no mercado

Os desdobramentos da MP elevaram a percepção de risco por parte do mercado (Rittner, 2012). Neste sentido, Sales (2013) destaca os principais pontos causadores desse efeito: falta de transparência no processo; falta de clareza técnica em itens como indenização e remuneração; parcialidade da Aneel; pressão para que as empresas aceitassem a renovação; e até mesmo revisão de números com a identificação de erros nos cálculos. Deste modo, o quadro 8 resume a percepção de risco por parte dos agentes econômicos, bem como evidencia a inclusão de sinais econômicos ineficientes no setor.

QUADRO 8

Resumo dos principais problemas econômicos da MP nº 579

Riscos	Descrição
Regulatório	Não considerou casos específicos de contratos de concessão antigos com direitos de renovação diferenciados. Divergência quanto aos valores de indenização e remuneração utilizados.
Alocação ineficiente	Transferência de riscos de mercado para o consumidor final, que não pode gerenciar.
Contratos incompletos	Assinatura do contrato com a MP em tramitação no Congresso. Falta de clareza na abrangência da remuneração proposta.
Outros riscos	Inclusão de modalidade <i>cost-plus</i> em investimentos de ampliação.

Elaboração dos autores.

Nesse contexto, as concessionárias que não pertencem ao governo federal, como a estatal mineira Cemig, a Companhia Paranaense de Energia (Copel) e a paulista Cesp, alegaram que não recuperariam o valor dos investimentos realizados com a renegociação dos contratos. Assim, os valores oferecidos por Brasília estão sendo contestados judicialmente. Como essas empresas estão fora do efeito da MP nº 579, parte de sua geração estava sem comprador definido. Esse fato é um problema porque a empresa geradora fica sujeita ao preço de mercado, mas é uma vantagem quando os reservatórios estão vazios e é preciso utilizar a energia termelétrica que possui o preço mais elevado. Deste modo, o ONS calcula um preço mais alto para o mercado à vista de eletricidade. Ou seja, quem possui energia disponível lucra mais. Atualmente, as indústrias que têm contratos de fornecimento e decidem revender energia em vez de usá-la para produzir também estão se beneficiando com a situação de escassez.

Adicionalmente, as medidas adotadas para reduzir a conta de luz do contribuinte provocaram um sério problema no setor elétrico. Como as três principais geradoras não renovaram os contratos de concessão, não houve energia suficiente para o governo fazer os leilões com contratos de longo prazo para todas as distribuidoras. O efeito resultante foi extremamente negativo. Isso ocorre porque a energia negociada em contratos de longo prazo é em média bem mais barata do que a comprada no livre mercado. Por causa do alto

nível do consumo e do baixo nível dos reservatórios desde meados de 2012, o preço da energia no mercado livre elevou-se bastante, chegando ao patamar de R\$ 400,00 em 2014.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho buscou trazer reflexões aplicáveis ao setor elétrico brasileiro a partir da teoria econômica de contratos. Ficou evidente que, ao se estudar mercados complexos, como o caso do setor elétrico brasileiro, a microeconomia exige ferramentas com um maior alcance e que considerem mais variáveis, sendo o correto entendimento das assimetrias de informação uma peça fundamental nesse quebra-cabeça.

A teoria econômica embasa boa parte da concepção do setor elétrico brasileiro atual e também evidencia pontos de atenção de acordo com os estudos de caso apresentados. Os fatos analisados, como o da seleção adversa e da falta de sinalização nos leilões, problemas de sinalização e coordenação no planejamento e existência de contratos incompletos são pontos que necessitam de melhorias para este setor. Por fim, o recente caso da renovação das concessões indica uma potencial elevação na percepção de riscos no setor devido às diversas falhas econômicas no processo, desde a premissa adotada até a definição da alocação de riscos e a existência de contratos incompletos, passando pela condução inapropriada do processo.

Pode-se, portanto, discutir o modelo de setor elétrico aplicado na década de 1990 (modelo RE-SEB) com a identificação de um caso de risco moral, além da transferência ineficiente de riscos que impediram o investimento privado e culminaram no racionamento de 2001. Em seguida, pode-se identificar no modelo atual (novo modelo) as evoluções de ordem institucional com a retirada de riscos do agente privado, bem como as melhorias do ponto de vista institucional com o foco em redução de assimetria e melhoria da coordenação. Contudo, vale destacar que essas alterações institucionais aparentemente não foram suficientes para evitar um novo racionamento, possível em 2015. Em particular, as recentes medidas adotadas pelo governo para reduzir a conta de luz do contribuinte também tiveram efeitos severos sobre o setor elétrico. A não renovação dos contratos de concessão com as três principais empresas geradoras (Cemig, Copel e Cesp) acarretou a produção insuficiente de energia para o governo fazer os leilões com contratos de longo prazo para todas as distribuidoras, elevando, assim, o preço da energia no mercado livre.

Ao final deste artigo, cabem algumas ponderações. Primeiramente, ficou clara a viabilidade da aplicação da teoria de contratos em diversas partes da cadeia do setor elétrico não discutidas por questão de escopo e espaço. Sugere-se, então,

o aprofundamento do estudo para outros segmentos, como os setores de distribuição e transmissão, ou o ACL. Em qualquer um dos casos, há fatos que demonstrarão a aplicação dos modelos. Outro ponto importante está no estudo realizado quanto à falta de previsibilidade dos PDEs e seus impactos em termos de criação de assimetria de informação. O estudo foi direcionado para o caso dos empreendimentos hidráulicos e pode ser ampliado para as demais fontes para reforçar a hipótese. Além disso, quanto à discussão do problema da seleção adversa e sinalização no caso dos leilões, esta demanda um aprofundamento urgente, uma vez que o setor elétrico tem tornado-se cada vez mais complexo e a entrada de novos *players* deve ser monitorada para a correta compreensão dos riscos.

Por último, quanto à discussão da renovação das concessões, este trabalho buscou relatar os últimos acontecimentos aplicando as premissas da teoria econômica. Algumas estatais beneficiaram-se ao vender energia no mercado livre por não aceitarem a renovação dos contratos via MP nº 579/2012. Além disso, com a redução da tarifa em 2014, o governo federal deparou-se com um cenário difícil devido à escassez de chuvas e à necessidade de comprar energia de termelétricas.

REFERÊNCIAS

- AKERLOF, G. The market for “lemons”: quality uncertainty and the market mechanism. **The Quarterly Journal of Economics**, v. 84, n. 3, p. 488-500, 1970.
- BAJARI, P.; TADELIS, S. Incentives versus transaction costs: a theory of procurement contracts. **Rand Journal of Economics**, v. 32, n. 3, p. 387-407, 2001.
- BRASIL. Ministério de Meio Ambiente. **Licença Prévia nº 422/2011** – Usina Castelhanos. Brasília: MMA, 2011. Disponível em: <<http://goo.gl/39fcd7>>. Acesso em: 28 jul. 2015.
- _____. Ministério de Minas e Energia. **Geração, transmissão e distribuição de energia elétrica: perguntas e respostas**. Brasília: MME, 2012a.
- _____. _____. **Portaria nº 578**, de 31 de outubro de 2012. Brasília: MME, 2012b.
- _____. _____. **Portaria nº 580**, de 1º de novembro de 2012. Brasília: MME, 2012c.
- BROUSSEAU, E.; GLACHANT, J. **The economics of contracts**. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.
- BROWN, A. C. **Concessions, markets and public policy in the Brazilian power sector**. Cambridge: Harvard University, 2012. Disponível em: <<http://goo.gl/mRajqO>>. Acesso em: 28 jul. 2015.

CALZOLARI, G.; SPAGNOLO, G. Reputation and collusion in procurement. *In*: INTERNATIONAL PUBLIC PROCUREMENT CONFERENCE (IPPC), 2., 2006, Rome. **Annals...** Rome: IPPA, 2006.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. O maior desafio do setor elétrico para o novo governo: vencimento das concessões. **O Estado de São Paulo**, São Paulo, 29 nov. 2010. Caderno Economia & Negócios, p. B5.

CASTRO, N. J.; BUENO, D.; CAVALIERI, R. Reestruturação e padrão de financiamento do setor elétrico brasileiro: o papel estratégico do investimento público. *In*: REUNIÃO DE PLANEJAMENTO E ORÇAMENTO (REPLAN) 9., 2006, Porto Alegre. **Anais...** Porto Alegre: Eletrobras, 2006.

CCEE – CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **InfoMercado**, São Paulo, n. 66, 2013.

ESTACHE, A. **Procurement in infrastructure**: what does theory tell us. Washington: The World Bank, 2009.

FACCHINI, C. Dúvida sobre a renovação de concessões. **Jornal Valor Econômico**, São Paulo, 5 nov. 2012. p. B8.

HAMMAMI, M.; RUHASHYANKIKO; J.-F.; YEHOUE, E. B. **Determinants of public-private partnerships in infrastructure**. Washington: IMF, 2006. (Working Paper, n. 06/99).

IMF – INTERNATIONAL MONETARY FUND. **Public-private partnership**. Washington: IMF, 2004.

INSTITUTO ACENDE. **Leilões no setor elétrico brasileiro**: análises e recomendações. São Paulo: Instituto Acende, 2012. (White Paper, n. 7).

IOSSA, E.; SPAGNOLO G.; VELLEZ, M. **Contract design in public-private partnerships**. Washington: World Bank, 2007.

MAURER, L.; BARROSO, L. **Electricity auctions**: an overview of efficient practices. Washington: World Bank, 2012.

PIRES, A.; HOLTZ, A. **Sistema Elétrico Brasileiro**: agenda ambiental. Rio de Janeiro: CBIE, 2012.

PIRES, J. C. L. **Desafios da reestruturação do setor elétrico brasileiro**. Rio de Janeiro: BNDES, 2000. (Textos para Discussão, n. 76).

RITTNER, D. Dilma se irrita com reação do mercado ao pacote do governo para setor elétrico. **Jornal Valor Econômico**, São Paulo, 14 set. 2012. p. A2.

SALANIÉ, B. **The economic of contracts**. 2nd ed. Cambridge: The MIT Press, 2005.

SALES, C. J. D. Como afastar investimentos. **Jornal O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 18 fev. 2013.

SANTANA, E. A tarifa de energia e a renovação das concessões. **Jornal Valor Econômico**, São Paulo, 20 nov. 2012. Capa, p. A10.

TOLMASQUIM, M. **Novo modelo do setor elétrico brasileiro**. 1. ed. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2011.

TORRES, F. Aneel jogou balanço no lixo, diz especialista. **Jornal Valor Econômico**, São Paulo, 26 nov. 2012. p. B2.

WARTH, A. Governo compra briga por pacote de energia. **Jornal O Estado de S. Paulo**, São Paulo, 7 nov. 2012. p. B1-B4.

BIBLIOGRAFIA COMPLEMENTAR

ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resumo das licitações de geração**. Brasília: Aneel, 2015a.

_____. **Resumo geral dos novos empreendimentos de geração**. Brasília: Aneel, 2015b.

BRASIL. Ministério de Meio Ambiente. **Licença Prévia nº 384/2010 – Usina Cachoeira**. Brasília: MMA, 2010a. Disponível em: <<http://goo.gl/Ox486a>>. Acesso em: 28 jul. 2015.

_____. _____. **Licença Prévia nº 385/2010 – Usina Estreito**. Brasília: MMA, 2010b. Disponível em: <<http://goo.gl/Z15QhW>>. Acesso em: 28 jul. 2015.

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R. O. **Causas, consequências e busca de soluções para os atrasos em projetos de novos empreendimentos de geração**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2011. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, n. 33).

CASTRO, N. J.; BRANDÃO, R.; ÁVILA, P. **Contratação e atraso de centrais termoeletricas nos leilões de energia nova**. Rio de Janeiro: UFRJ, 2010. (Texto de Discussão do Setor Elétrico, n. 22).

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2015**. Rio de Janeiro: EPE, 2006.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2016**. Rio de Janeiro: EPE, 2007.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2017**. Rio de Janeiro: EPE, 2008.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019**. Rio de Janeiro: EPE, 2010.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2020**. Rio de Janeiro: EPE, 2011.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2021**. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022**. Rio de Janeiro: EPE, 2013.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2023**. Rio de Janeiro: EPE, 2014.

FATMA – FUNDAÇÃO DO MEIO AMBIENTE. **Licença Ambiental Prévia nº 5.720/2011** – Usina São Roque. Florianópolis: Fatma, 2011. Disponível em: <<http://goo.gl/cgaf0F>>. Acesso em: 28 jul. 2015.

GASCH, J. L. **Granting and renegotiating infrastructure concessions: doing it right**. Washington: The World Bank, 2004.

KELMAN, J. **O desequilíbrio entre oferta e demanda**. Brasília: Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica, 2001.

LEVIN, J.; TADELIS, S. Contracting for government services: theory and evidence from U.S. cities. **The Journal of Industrial Economics**, v. 58, n. 3, p. 507-541, 2010.

PINDYCK, R. S.; RUBINFELD, D. L. **Microeconomia**. 7. ed. São Paulo: Prentice Hall, 2010.