

Rodrigo Carvalho Gonçalves

**REACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO MERCADO REGULADO DE ENERGIA  
ELÉTRICA**

Uma análise a partir das Teorias Positivas e Normativas da Regulação

**Brasília – DF**

**Abril/2019**

**REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO MERCADO REGULADO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

Uma análise a partir das Teorias Positivas e Normativas da Regulação

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado como parte dos requisitos para  
obtenção do grau de Especialista em  
Governança e Controle da Regulação em  
Infraestrutura.

Aluno: Rodrigo Carvalho Gonçalves

Orientador(a): Prof. PhD Bernardo Mueller

Brasília – DF

Abril/2019

# **REPACTUAÇÃO DO RISCO HIDROLÓGICO NO MERCADO REGULADO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Uma análise a partir das Teorias Positivas e Normativas da Regulação

Autor: Rodrigo Carvalho Gonçalves  
Controladoria-Geral da União

**PALAVRAS-CHAVE:** Regulação. Setor Elétrico. Risco Hidrológico.

**RESUMO:** Desde 2015, o setor elétrico tem enfrentado uma discussão acerca da alocação dos custos bilionários decorrentes do risco hidrológico, inclusive com uma elevada judicialização dessa questão. Em decorrência da quase paralisação do mercado de energia elétrica em função de liminares obtidas pelos geradores, o governo editou a Medida Provisória – MP nº 688/2015, permitindo a repactuação do risco. Para tanto, foi estabelecida uma contrapartida aos geradores por meio do pagamento de prêmios de risco e os custos do risco hidrológico passaram a ser arcados pelos consumidores regulados. Antes da edição da MP, os custos decorrentes desse risco eram alocados aos geradores. Nesse trabalho, busca-se analisar como se deu essa alteração legal e regulatória, através de elementos das teorias econômicas da regulação. A atuação dos principais atores e grupos de interesse envolvidos no processo de formulação das regras para repactuação do risco hidrológico é detalhada ao longo do trabalho. Também é analisado o papel das instituições, como as leis, decretos, resoluções e, ainda, as liminares que acabaram por influenciar todo o processo. Ao final, são estimados os custos repassados aos consumidores regulados, após a conversão da MP na Lei nº 13.203/2015.

## INTRODUÇÃO

Após a edição da Medida Provisória – MP nº 688, de 18 de agosto de 2015, convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, significativas alterações foram introduzidas no marco legal e regulatório do setor elétrico brasileiro, com destaque para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica. Essa medida estabeleceu que o risco hidrológico suportado pelos agentes de geração hidrelétrica participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE<sup>1</sup>, com efeitos retroativos a 1º de janeiro de 2015, poderia ser repactuado pelos geradores. Para tal, deveria haver anuência da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e contrapartida a ser paga pelos agentes de geração hidrelétrica por meio do pagamento de prêmios de risco.

Diante de tal contexto, busca-se responder às seguintes questões acerca do evento regulatório objeto de análise, qual seja, a repactuação do risco hidrológico no mercado regulado:

- i. Como os diversos grupos de interesse e organizações atuaram no processo de alteração legal e regulatória que estabeleceu a repactuação do risco hidrológico no mercado regulado de energia elétrica?
- ii. De que forma as instituições (regras do jogo) influenciaram no processo de repactuação do risco hidrológico no mercado regulado de energia elétrica?

A justificativa e relevância desta pesquisa para a regulação do setor elétrico reside no fato de que a implantação de grandes empreendimentos, como as usinas hidrelétricas, exige um elevado nível de investimentos para o atendimento ao crescimento da demanda por energia elétrica no país. Uma possível perda de atratividade para a realização de investimentos em novas usinas, por exemplo em decorrência do aumento da percepção do risco do negócio, incorreção na alocação de riscos ou crescente judicialização de questões regulatórias, pode trazer impactos negativos para toda a economia do país.

Verificou-se que a contabilização e liquidação das operações na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE foram prejudicadas em virtude da judicialização das questões relacionadas ao risco hidrológico, com diversas liminares obtidas pelos geradores no

---

<sup>1</sup> O MRE é um mecanismo que visa o compartilhamento dos riscos hidrológicos que afetam os agentes de geração, buscando garantir a otimização dos recursos hidrelétricos do Sistema Interligado Nacional – SIN.

Judiciário e conseqüente risco de paralisação das transações do mercado de energia elétrica, o que também justifica a importância do estudo do tema.

A principal razão para a realização desta pesquisa é analisar o processo pelo qual as novas regras estabelecidas pela MP nº 688/2015 – convertida na Lei nº 13.203/2015 – foram introduzidas no marco legal do setor elétrico brasileiro, utilizando aspectos das Teorias Positivas e Normativas da Regulação relativos ao estudo da atuação de grupos de interesse e elementos da Nova Economia Institucional, que investiga a funcionalidade econômica e propriedades de eficiência de diversos arranjos institucionais. Muitas vezes as instituições são formais, como as regras estabelecidas na Constituição e nas leis. Porém, outras vezes as instituições são informais e não oficiais, como por exemplo a desaprovação de uma determinada política pela opinião pública, que ao ser contrária a uma proposta legislativa ou regulação restringe os graus de liberdade dos legisladores e reguladores e pode afetar o resultado final do processo de elaboração de novas leis e normas.

A partir da análise dos estudos e procedimentos adotados (i) anteriormente à edição da Medida Provisória nº 688/2015, (ii) durante sua tramitação no Congresso Nacional e (iii) posteriormente, com a regulação da medida pela ANEEL, espera-se obter um diagnóstico da implementação da repactuação do risco hidrológico, detalhando o processo de construção da solução adotada – qual seja, pagamento de prêmios de risco para a transferência do risco dos geradores para os consumidores regulados –, utilizando-se aspectos das Teorias Positivas e Normativas da Regulação para a análise da atuação do Executivo, dos legisladores, do órgão regulador, do Judiciário e dos agentes regulados (indústria e consumidores). Em suma, pretende-se mapear os diferentes grupos de interesse, seus poderes e quais as regras do jogo (instituições) que levaram ao resultado observado, buscando-se, também, quantificar o impacto da medida sobre o mercado regulado em termos econômicos.

A metodologia utilizada neste trabalho baseia-se em uma abordagem qualitativa e quantitativa em relação ao impacto da repactuação do risco hidrológico sobre o mercado regulado. Para tal será realizado um levantamento bibliográfico de caráter exploratório acerca das Teorias da Regulação, além de uma pesquisa descritiva dos aspectos regulatórios do setor elétrico e dos eventos prévios à alteração das regras de alocação de riscos na geração hidrelétrica.

Serão utilizados como base teórica artigos de Olson, Stigler, Peltzman, Becker, North,

Laffont, Denzau e Munger, Spiller, Mueller, dentre outros. Também será realizada uma pesquisa documental nas informações disponibilizadas (i) na Audiência Pública nº 32/2015, promovida pela ANEEL; (ii) na Exposição de Motivos da MP nº 688/2015; (iii) na tramitação e na justificação das Emendas propostas no Congresso Nacional, antes da conversão da MP na Lei nº 13.203/2015; (iv) nos sítios eletrônicos da ANEEL e da CCEE; (v) na mídia especializada; e (vi) em resposta a solicitações feitas pela Lei de Acesso à Informação – LAI (Lei nº 12.527/2011). Após isso, será realizada uma análise crítica da repactuação do risco hidrológico à luz das teorias econômicas da regulação apresentadas.

A seguir, passa-se a detalhar as etapas da metodologia que será utilizada para descrever esse evento regulatório e as interações entre os atores envolvidos, baseando-se nas abordagens utilizadas por Spiller, Stein e Tommasi (2003) e Spiller et al. (2008):

- i. Identificação dos principais atores envolvidos no processo de formulação das regras para repactuação do risco hidrológico;
- ii. Listagem das preferências de cada um dos atores a respeito da questão em jogo;
- iii. Descrição da capacidade de organização e mobilização de cada um dos grupos envolvidos, indicando qual o seu poder sobre o assunto e quais os instrumentos pelos quais poderiam influenciar o resultado;
- iv. Identificação das regras do jogo, buscando relacionar quem tinha o poder de iniciar o processo pelo qual a possibilidade de repactuação do risco hidrológico passou a ser considerada; quem teria o poder de veto ou de barrar o processo; quem teria de ser consultado para a mudança das regras; qual a sequência que este processo teve de percorrer até a sua aprovação na forma de lei;
- v. Descrição do que aconteceu ao final do processo de tramitação da medida provisória e sua aprovação, buscando indicar possíveis hipóteses para a atuação observada de cada ator;
- vi. Detalhamento do resultado final, indicando quais regras foram alteradas e qual o impacto econômico sobre geradores e consumidores regulados;
- vii. Análise do porquê do resultado final observado, indicando quais regras e quais atores (e quais poderes destes atores) foram decisivos para o resultado;
- viii. Indicação de possíveis cenários do que pode acontecer no futuro em relação ao risco hidrológico, seus desdobramentos e as implicações do resultado da repactuação no

mercado regulado em termos de incentivos aos atores envolvidos em outros casos relacionados, por exemplo na judicialização verificada no mercado livre.

De posse das análises empreendidas sobre o processo de formulação das normas que permitiram a repactuação, será realizada proposta de aperfeiçoamento dos processos de regulamentação e regulação do setor elétrico brasileiro, utilizando-se como principal referência as recomendações da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) sobre política regulatória e governança.

Para a mensuração do prêmio de risco pago pelos geradores e dos custos assumidos pelos consumidores regulados em decorrência da transferência do risco hidrológico, serão compiladas informações disponibilizadas no sítio eletrônico da CCEE e informações solicitadas à ANEEL por meio da Lei de Acesso à Informação – Lei nº 12.527/2011, conhecida como LAI. A partir desses dados, serão realizadas simulações para estimativa do valor presente dos prêmios de risco, de forma a compará-los com os valores de risco hidrológico assumidos pelos consumidores regulados, conforme detalhado na seção 3.6.

## **1. TEORIAS DA REGULAÇÃO**

Em geral, a ideia de regulação está associada à busca da correção de falhas de mercado. Teorias normativas da regulação pressupõem que uma intervenção do governo poderia maximizar o bem-estar social, mediante algum critério de eficiência econômica, buscando o aumento do excedente do produtor e do consumidor. Já as teorias positivas analisam como e porque determinada regulação surge, levando em conta restrições decorrentes de aspectos políticos e das instituições, bem como as consequências distributivas das regras, ou seja, busca-se entender quem recebe o benefício e quem arca com os ônus de medidas regulatórias.

### **1.1. Teorias normativas da regulação**

De acordo com as teorias normativas, caberia ao Estado intervir na economia diante da ocorrência de falhas de mercado, tais como: concorrência imperfeita, externalidades e provisão de bens públicos. O governo pode atuar para corrigir ou minimizar estas falhas por meio dos órgãos de defesa da concorrência, regulação e da prestação de serviços públicos, respectivamente.

Mueller (2001) mostra que nas abordagens normativas busca-se uma forma de efetuar a regulação para a correção da falha de mercado e maximização do bem-estar social. No entanto, o problema torna-se mais complexo ao se considerar restrições e imperfeições do mercado, como as assimetrias de informação, tendo em vista que o regulador não tem informação a respeito dos custos da indústria regulada (seleção adversa) ou nível de esforço empreendido por ela (risco moral ou *moral hazard*).

Ainda de acordo esse autor, a assimetria informacional está presente nos problemas do tipo principal-agente, como no caso das atribuições (delegação de competências) conferidas pelos legisladores às agências reguladoras. Para o enfrentamento desse tipo de problema deve-se identificar os incentivos apropriados para mitigar os erros informacionais e alinhar os interesses de quem delega e de quem executa uma tarefa.

Caso não existisse assimetria informacional, o regulador seria capaz de extrair da firma todas as rendas de monopólio (*rents*). No entanto, em decorrência da dificuldade em obter informação das firmas, as soluções obtidas para os problemas regulatórios não são completas, mas sim restritas. Ou seja, é preciso deixar com as firmas parte destas rendas, como incentivo para elas revelarem informação (MUELLER, 2001).

Laffont e Tirole são importantes autores da abordagem normativa da regulação, os quais propuseram soluções regulatórias em que as firmas teriam opções de escolha de alguns parâmetros contratuais, como por exemplo limites mínimo e máximo do retorno e percentual de compartilhamento de lucros com os consumidores no modelo de preço-teto ou *price-cap*, em um menu de contratos:

O estado da arte desta literatura está representado em (Laffont and Tirole, 1993). De acordo com essa teoria, para cada cenário, envolvendo diferentes tipos de informação assimétrica e outras restrições, propõe-se uma forma de regular a firma de modo a maximizar o bem-estar social. **Em geral, a solução envolve um menu de contratos que o regulador pode oferecer à firma, que é calculadamente montado de forma que a firma irá ter o incentivo de revelar a informação sobre seu tipo e esforço. Para conseguir isto o regulador precisa deixar alguns rents com a firma**, o que não denota uma fraqueza do regulador mas sim uma consequência da informação assimétrica. (MUELLER, 2001, p. 13, grifo nosso)

Um ponto importante a ser destacado é a abstração das instituições políticas e econômicas nos modelos decorrentes de abordagens normativas. Segundo Mueller (2001), a não consideração



de importantes aspectos da ciência política e do processo de tomada de decisões dos governos é, inclusive, reconhecida por Laffont e Tirole como uma fragilidade da sua abordagem.

## **1.2. Teorias positivas da regulação**

O processo político pode alterar significativamente o arranjo regulatório e o próprio resultado da regulação, os quais são condicionados por um quadro institucional mais amplo de um país e mesmo do contexto geopolítico internacional.

Evidências empíricas indicaram a ineficiência da regulação, contrariando a premissa de que a atuação do governo teria o intuito de corrigir as falhas de mercado na busca do interesse público, o que deu origem teoria da captura. Para as correntes liberais, o fenômeno da captura seria a confirmação de que o mercado funciona melhor sem a intervenção do governo; para os teóricos marxistas, a captura seria a prova de que as grandes empresas controlam as instituições no sistema capitalista (POSNER, 1974). De acordo com essa teoria, a indústria regulada atua visando capturar os reguladores para diminuir os níveis de concorrência e proteger suas rendas de monopólio.

As teorias econômicas da regulação, por outro lado, utilizam aspectos relativos a oferta e demanda para mostrar a existência de um mercado por regulação, caracterizada como um bem econômico. Stigler (1971) foi pioneiro na busca pela racionalização dos resultados empíricos da regulação, buscando preencher lacunas teóricas deixadas pela teoria da captura. Esse autor levanta diversas questões, tais como: (i) que forma tomará a regulação; (ii) quem receberá seus benefícios e ônus; e (iii) quais serão os efeitos sobre a alocação dos recursos em determinado mercado.

Além de Stigler, Peltzman e Becker são expoentes da teoria econômica da regulação, que busca explicar o processo político e regulatório através do estudo do comportamento dos políticos e de elementos da análise econômica, concluindo que as intervenções do governo visando a correção de falhas de mercado possuem efeitos distributivos.

Um aspecto fundamental dessa abordagem é que os indivíduos são tidos como racionais e maximizadores suas utilidades. Para os legisladores, isso significaria obter maior poder político. Para os eleitores (consumidores ou produtores), o objetivo seria maximizar suas rendas. Assim, os diferentes grupos de interesse atuariam para impedir ou contribuir com a aprovação de medidas legislativas, buscando satisfazer seus próprios interesses.

Olson (1965) formulou uma teoria sobre a coordenação de grupos de pressão na busca de um objetivo comum, a qual é importante para o entendimento dos modelos de Stigler, Peltzman e Becker. Trata-se da lógica da ação coletiva, segundo a qual grupos relativamente pequenos tenderiam a sair vitoriosos do processo político. Isso porque grupos menores – que possuem interesses per capita elevados – se dispõem a investir mais recursos na busca de influenciar o regulador do que grupos maiores, para os quais a regulação implicaria em uma grande redistribuição absoluta, porém com um reduzido impacto per capita.

Stigler (1971) mostrou que a indústria pode se valer dos poderes coercitivos do Estado para aumentar seus lucros, através de subsídios diretos, controle à entrada de potenciais rivais em mercados específicos, políticas de fomento a indústrias de bens complementares e de supressão a bens substitutos, além da fixação de preços. Em regra, haveria uma demanda das indústrias por regulação.

De acordo com a teoria proposta por Stigler, o legislador buscaria distribuir os benefícios da regulação de forma a maximizar o seu retorno político, em termos de votos e recursos financeiros para a campanha. A partir da interação entre as funções de utilidade dos diferentes atores, com cada agente visando maximizar a sua própria utilidade, obtém-se o equilíbrio quando é maximizada a utilidade política total.

Stigler mostra que os custos da ação coletiva e os custos de informação são elementos essenciais para entender qual grupo tende a prevalecer no processo político e regulatório. Estes custos decorrem da necessidade de fazer *lobby*, contribuir financeiramente para as campanhas, organizar e coordenar o apoio aos políticos e prover informação aos membros do grupo de interesse. Interesses difusos presentes em grandes grupos tornam estes custos proibitivos, haja vista a manifestação do problema do carona (*free rider*) e os elevados custos de transação. Os produtores, que possuem menores custos de organização e maiores ganhos potenciais per capita em decorrência da regulação tenderiam a prevalecer no processo regulatório, e não os consumidores.

A conclusão de Stigler é que os produtores são capazes de adquirir regulação em benefício próprio e a regulação não visa a correção de falhas de mercado, mas sim a transferência de renda para as indústrias em troca de apoio político.

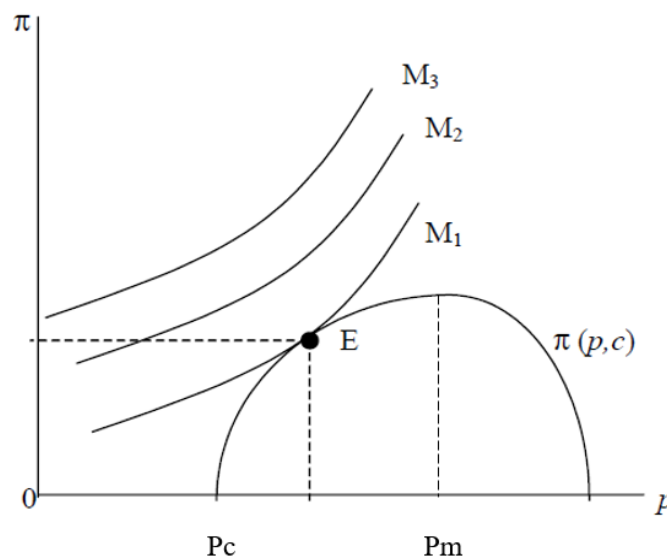
Peltzman (1976) procura explicar porque a regulação também se dá em favor de outros

grupos de interesse, como os consumidores, e não apenas aos produtores. O processo de regulação econômica implica em transferência de renda entre diferentes grupos e os legisladores se utilizam da oferta de regulação visando aumentar seu apoio político e se manter no poder. Por outro lado, grupos de interesse se valem de doações de recursos para as campanhas e/ou votos na competição por legislação favorável.

De acordo com o modelo proposto por Peltzman, os benefícios de medidas legislativas são alocados entre produtores e consumidores respeitando-se um limite em que o apoio marginal obtido em decorrência de determinada medida igualaria a oposição marginal gerada. Os benefícios serão distribuídos entre os diferentes grupos buscando-se maximizar a probabilidade de reeleição, através da otimização do somatório de recursos e votos.

Em outras palavras, os legisladores poderão optar por medidas que beneficiem os consumidores até o ponto em que o apoio marginal destes compensar a perda de apoio dos produtores, e vice-versa. O modelo de Peltzman pressupõe que o legislador precisa do apoio de ambos os grupos, tanto produtores quanto consumidores.

Fiani (2004), ao analisar o modelo de Peltzman, mostra que o legislador enfrenta um *trade-off* entre reduzir o preço ( $p$ ) e aumentar o lucro da indústria ( $\pi$ ), para um determinado nível de apoio político (representado pelas curvas  $M$  na figura 1),havendo um limite para substituição de apoio do consumidor pelo do produtor, e vice-versa.



**Figura 1 – A escolha ótima do regulador – modelo de Peltzman**

Fonte: Fiani (2004) – adaptado

Peltzman conclui que quanto mais o preço, monopolista –  $P_m$  ou competitivo –  $P_c$ , se distancia do ponto E, maior a probabilidade de regulação da indústria, porque maiores seriam os ganhos políticos dela resultantes. Além disso, esse autor chama a atenção para o fato de que a regulação envolve, na maior parte dos casos, a busca de uma solução de compromisso entre produtores e consumidores.

Mais adiante, Becker (1983) formulou um modelo teórico para o estudo da competição entre grupos de pressão – ou de interesse – para influenciar o processo político, incluindo em sua análise o conceito de perdas de peso morto, que representam a queda do excedente total resultante de distorções de mercado, como um imposto, implicando em perdas de bem-estar social. O ponto central do modelo é a competição entre os grupos, e não a relação entre estes e o legislador.

No modelo de Becker, os grupos de pressão se organizam para conseguir benefícios (subsídios) ou para não financiar, por meio de impostos, benefícios a outros grupos. Na interação entre os grupos, o que realmente importa é a pressão relativa entre eles, e não a absoluta. Em uma situação de equilíbrio, o benefício marginal a cada grupo, isto é, cada unidade adicional de aumento nos subsídios ou redução de impostos, se iguala ao custo da pressão adicional a ser exercida.

Na medida em que uma regulação distancie o produto do nível considerado eficiente, aumentam as perdas de peso morto ou de bem-estar. Quanto maior esse distanciamento, o benefício marginal ao grupo vencedor representará custos marginais crescentes ao grupo perdedor, com o imposto necessário para financiar um benefício concedido a um determinado grupo cada vez maior em relação ao benefício.

Por outro lado, os políticos visam reduzir as perdas de peso morto e maximizar a renda disponível para distribuição aos grupos de pressão, haja vista que isso pode representar aumento de apoio político. Dessa forma, também existe o interesse dos políticos na eficiência regulatória, o que permite concluir por uma conciliação da teoria normativa com a teoria econômica da regulação, conforme conclusão obtida por Becker. Joskow e Noll (1981) utilizaram o termo “*normative as positive theory*” para descrever essa situação, em que o Estado atuaria visando aumentar a eficiência do sistema econômico, ainda que isso possa decorrer da ação de grupos de interesse que buscam atingir seus próprios objetivos.

Em resumo, para Stigler o resultado da regulação se dará em benefício da indústria

regulada. Peltzman, por sua vez, mostra que o resultado decorre da atuação dos grupos de interesse, quer sejam os produtores, os consumidores ou outros grupos. Já para Becker, o resultado da regulação visaria aumentar a renda disponível para distribuição aos grupos de pressão.

Existem críticas à teoria econômica da regulação, principalmente no que se refere a não diferenciação entre os incentivos, preferências e comportamentos do regulador e dos políticos, haja vista que o regulador não visaria a reeleição dos legisladores, mas teria seus próprios objetivos ao atuar no processo regulatório. Nos modelos de Stigler, Peltzman e Becker, as interações entre os agentes não consideram questões institucionais mais amplas, assimetrias de informação, custos de transação, bem como outras restrições existentes no processo político.

Mueller (2001) indica que, em um segundo momento, houve uma tentativa de aumentar o poder explicativo da Teoria Econômica da Regulação por meio da inclusão de ideologia como uma variável que também influenciaria as decisões dos legisladores.

A Nova Economia Institucional, que tem em Douglass North um de seus expoentes, busca superar as deficiências dos modelos anteriores ao levar em conta aspectos relativos às instituições que influenciam o processo regulatório, como por exemplo, os mecanismos utilizados visando o alinhamento das preferências e do comportamento do regulador em relação aos legisladores.

North (1990) define as instituições como as regras do jogo em uma sociedade ou, de maneira mais formal, as restrições humanamente concebidas que moldam a interação humana, as quais podem consistir em restrições informais (tabus, costumes, tradições e códigos de conduta) e regras formais (constituições, leis, direitos de propriedade). Alston et al. (2018), por sua vez, definem as instituições como as regras que autoridades reconhecidas criam e aplicam.

Ainda de acordo com North (1992), as instituições não são necessariamente criadas para serem socialmente eficientes; ao contrário, elas, ou pelo menos as regras formais, são criadas para servir aos interesses daqueles com poder de barganha para criar novas regras.

Correa, Pereira, Mueller e Melo (2006) entendem que a delegação a uma agência politicamente insulada traz mais segurança aos direitos de propriedade e, por consequência, aumenta a credibilidade do ambiente institucional no qual se insere o setor regulado.

No entanto, ao delegar tarefas aos reguladores surgem os custos de agência, os quais

decorrem da assimetria de informações, seleção adversa e/ou risco moral. Para minimizar estes custos, os legisladores adotam diferentes estratégias, tais como: sabatina antes da nomeação dos diretores das agências, monitoração direta (pelo próprio Congresso ou por órgãos de supervisão regulatória) ou indireta (pelos cidadãos e grupos de interesse), desenho da estrutura e do processo da agência, controle do seu orçamento e uso do Judiciário para rever as decisões da agência.

De acordo com Levy e Spiller (1994), a estrutura macro institucional, ou seja, as instituições que suportam o desenho regulatório de um país, deve ser levada em conta na análise do fracasso ou sucesso do modelo de regulação adotado. Esses autores defendem que a dotação institucional (*institutional endowment*) de um país – i.e. instituições executivas, legislativas e jurídicas, normas e convenções informais amplamente aceitas, interação entre interesses ideológicos e sociais diversos, e a capacidade administrativa e burocrática – condiciona a efetividade da regulação.

Levy e Spiller (1994) ressaltam que o desenho regulatório – definido por elementos de governança e incentivos regulatórios – é uma escolha dos formuladores de política. No entanto, o desenho regulatório a ser adotado tem sua conformação dada pelo ambiente institucional, havendo diferentes níveis de comprometimento com o sistema regulatório vigente vis-à-vis a adaptação a novas circunstâncias. Mecanismos que impedem mudanças arbitrárias na regulação podem dificultar a adaptação das regras frente a mudanças que decorram de contingências ou situações de difícil previsão.

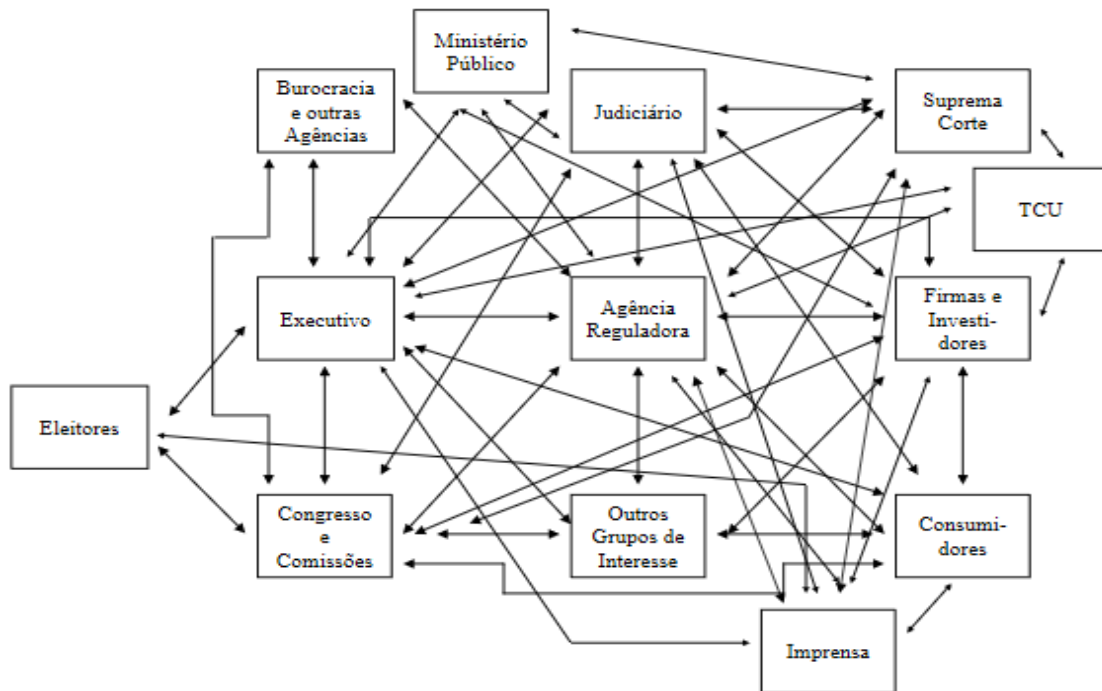
Em outra frente, Denzau e Munger (1986) desenvolveram um modelo em que se pode adotar como premissas que os eleitores são bem informados sobre a definição das políticas pelos legisladores ou completamente desinformados. No primeiro caso, o eleitor acompanha as votações e os grupos de interesse possuem pouca influência no resultado do processo legislativo. Já no segundo caso, os grupos de interesse dominam completamente os políticos, haja vista o eleitor não se informar sobre o resultado das ações dos parlamentares.

A partir da análise do sistema de comissões do Congresso Nacional, Mueller e Pereira (2000) formularam uma teoria da preponderância do Executivo no processo legislativo brasileiro, haja vista os diversos poderes do Presidente da República, tais como: iniciar legislação por meio de medidas provisórias ou projetos de lei, retirar propostas das comissões através de pedidos de

urgência, vetar no todo ou em parte legislação aprovada no Congresso, influenciar na escolha dos presidentes e relatores das comissões, criar comissões especiais e influenciar na composição das comissões.

Em que pese as relações principal-agente serem tratadas isoladamente pelas teorias da regulação – relação entre os eleitores e os legisladores; entre os legisladores e os reguladores; e entre os reguladores e as firmas –, na prática essas relações se dão de maneira simultânea, em uma complexa rede de incentivos, preferências e interação estratégica.

Em geral, diversos atores têm participação ativa em um evento regulatório, por exemplo, a agência reguladora, o Executivo, o Legislativo, o Judiciário, os Tribunais de Contas, o Ministério Público, a imprensa, a opinião pública, especialistas no tema, empresas reguladas, investidores, consumidores, etc. Cada um destes atores tem diferentes preferências em relação ao resultado desejado e cada um tem diferentes poderes e instrumentos para tentar influenciar o processo.



**Figura 2 – Rede de relações principal-agente**

Fonte: Alston et al. (2018) – adaptado

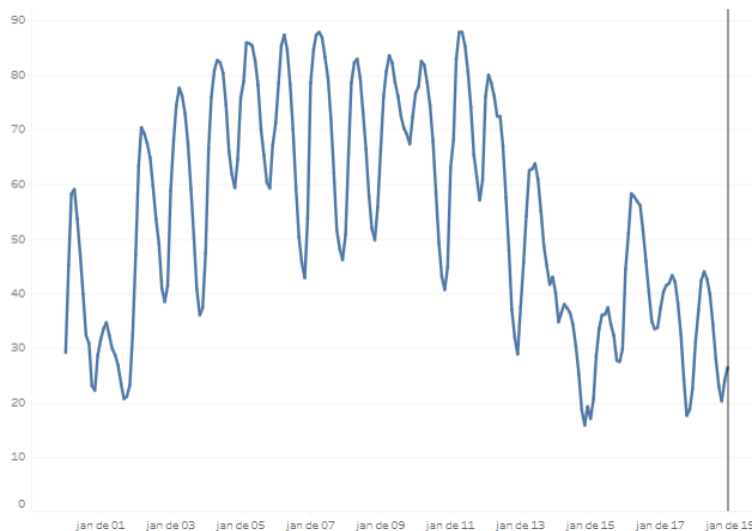
Por fim, cabe destacar que efetividade de um determinado modelo de regulação na atração de investimentos e na melhoria de serviços concedidos depende, em grande medida, da credibilidade das instituições de um país e da capacidade de o Estado assegurar o cumprimento dos

contratos firmados (compromissos críveis). Tal condição é essencial para o setor elétrico, no qual há um elevado grau de especificidade dos ativos e exigência de elevados investimentos na construção de novas usinas para suportar o aumento da demanda por energia, que está relacionado com o crescimento da economia.

## 2. ASPECTOS REGULATÓRIOS DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro possuía uma capacidade instalada de 162.690,77 megawatts (MW) ao final de 2018, sendo 60,4% da potência total proveniente de Usinas Hidrelétricas – UHE (98.286,8 MW) e 3,2% de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH (5.157 MW), de acordo com dados do Banco de Informações de Geração da ANEEL. Também merece destaque o elevado percentual de Usinas Termelétricas – UTE (24,8%) e Usinas Eólicas – EOL (8,8%) presentes no parque de geração do país.

O elevado percentual de potência do sistema elétrico proveniente de usinas hidrelétricas mostra a importância dessa fonte para o atendimento da demanda por energia. A figura 3 indica o comportamento dos níveis dos reservatórios do Sudeste/Centro-Oeste em termos de percentual da energia armazenável (% EAR), os quais agregam 70% da capacidade de regularização do sistema elétrico brasileiro.



**Figura 3 – Percentual de Energia Armazenável no SE/CO em %**

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS<sup>2</sup>

<sup>2</sup> [http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx)



Pode-se verificar a elevada variabilidade dos níveis entre as estações seca e úmida, bem como os baixos níveis de armazenamento verificados de 2012 a 2018, à exceção do ano de 2016 em que a hidrologia foi mais favorável. Em alguns meses dos últimos anos verificam-se armazenamentos, em termos percentuais, inferiores a 2001 (ano em que foi decretado racionamento), o que revela a severidade da hidrologia recente.

O Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS (2016) destaca que, desde o final da década de 90, não entraram em operação usinas hidrelétricas com reservatórios de regularização plurianual. Como decorrência deste fato, o Operador aponta que o uso de geração termelétrica tem sido mais intenso nos últimos anos. Dessa forma, o ONS entende que, na medida do possível, devem ser incluídas em nossa matriz novas usinas hidrelétricas com algum grau de regularização, de forma a mitigar as intermitências de geração das fontes não convencionais – como as usinas eólicas e solares –, bem como restaurar a capacidade do SIN de suportar períodos hidrológicos desfavoráveis.

## **2.1. Planejamento e Operação do Sistema Elétrico Brasileiro**

O sistema elétrico brasileiro é formado pelo Sistema Interligado Nacional (SIN), que abrange grande parte do território do país, e pelos Sistemas Isolados, localizados principalmente em algumas localidades da região Norte. O SIN transmite mais de 99% da eletricidade gerada pelas usinas do país, sendo composto por 141,4 mil km de linhas de transmissão ao final do ano de 2017, as quais interligam as diversas regiões do Brasil. O SIN é integrado por quatro subsistemas, que englobam as regiões Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte.

O planejamento de longo prazo para o setor elétrico é alicerçado nos planos nacionais e decenais de expansão, elaborados pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE<sup>3</sup> e aprovados pelo Ministério de Minas e Energia – MME. Tais instrumentos detalham a necessidade de ampliação da capacidade instalada do sistema em termos de novas usinas, linhas de transmissão e subestações, a partir de cenários de crescimento da demanda por energia elétrica (TOLMASQUIM, 2015).

Por meio da Lei nº 9.648/1998, foi criado o ONS, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, fiscalizada e regulada pela ANEEL, responsável pelas atividades de coordenação e

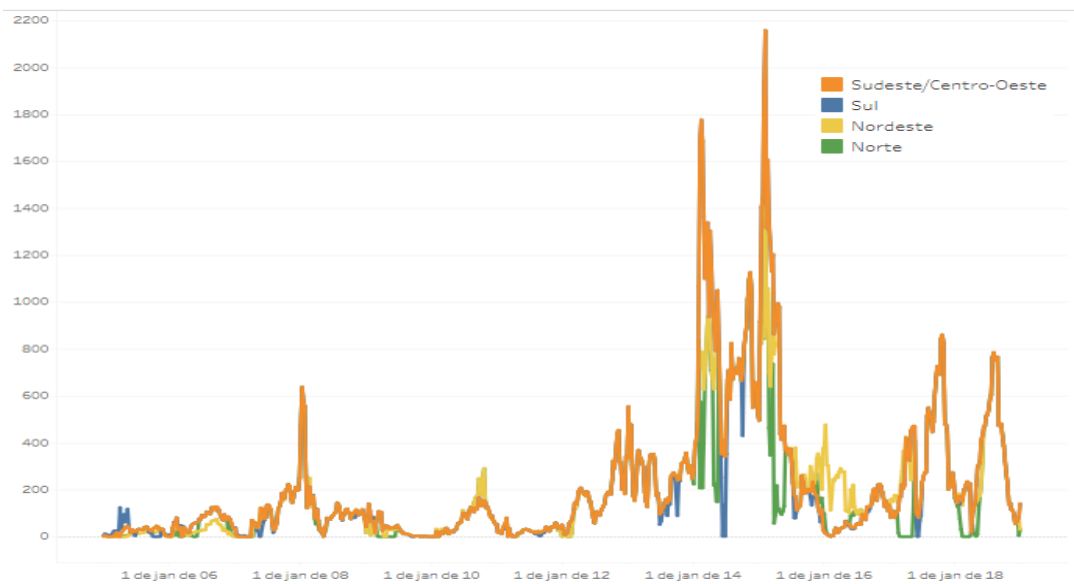
---

<sup>3</sup> Empresa cuja criação foi autorizada por meio da MP nº 145/2003, convertida na Lei nº 10.847/2004.

controle da operação da geração e da transmissão de energia do SIN.

O objetivo do planejamento da operação de um sistema hidrotérmico (composto principalmente por usinas hidrelétricas e termelétricas) é estabelecer metas de geração para cada usina do sistema de forma a atender a demanda e minimizar o valor esperado do custo de geração (CEPEL, 2018). Os principais modelos computacionais de otimização do planejamento da operação do sistema elétrico brasileiro são o Newave e o Decomp, desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica – CEPEL.

A partir desses modelos computacionais, o ONS calcula o Custo Marginal de Operação – CMO, definido como o custo por unidade de energia produzida (R\$/MWh) para atender a um acréscimo de carga no sistema (ANEEL, 2018), ou seja, o CMO indica o custo da usina mais cara para atender a demanda. O histórico dos valores de CMO é mostrado a seguir.



**Figura 4 – Valores históricos do CMO em R\$/MWh**

Fonte: <http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/cmo.aspx>

O despacho por mérito econômico de uma usina termelétrica, por sua vez, ocorre quando o seu Custo Variável Unitário – CVU, que engloba os custos com combustível e operação e manutenção – O&M variável, é inferior ao CMO do submercado no qual a usina está localizada. As diferenças de CMO entre os subsistemas SE/CO, S, N e NE em alguns períodos decorrem de restrições de transmissão entre as regiões.

Da figura 4 pode-se verificar a elevada volatilidade dos custos marginais em nosso sistema hidrotérmico-eólico nos últimos anos, que em 2014 e 2015 chegaram a atingir valores superiores ao primeiro patamar do custo do déficit. Em 2013, ocorreu a internalização de mecanismos de aversão a risco (metodologia do Valor Condicionado a um Dado Risco ou *Conditional Value at Risk* – CVaR) nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, por meio da Resolução nº 03/2013 do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.

A partir dessa medida do CNPE, atribuiu-se um peso maior aos cenários hidrológicos desfavoráveis, e a utilização do CVaR teve como consequência um aumento do despacho de termelétricas como resultado da utilização de parâmetros de aversão a risco, o que também tem influência no comportamento do CMO. A medida buscou reduzir o crescente despacho fora da ordem de mérito econômico, que ocorre a partir de deliberação do CMSE por razões elétricas ou de segurança energética e que tem por objetivo preservar os níveis nos reservatórios.

## **2.2. Comercialização de Energia Elétrica nos Mercados Regulado e Livre**

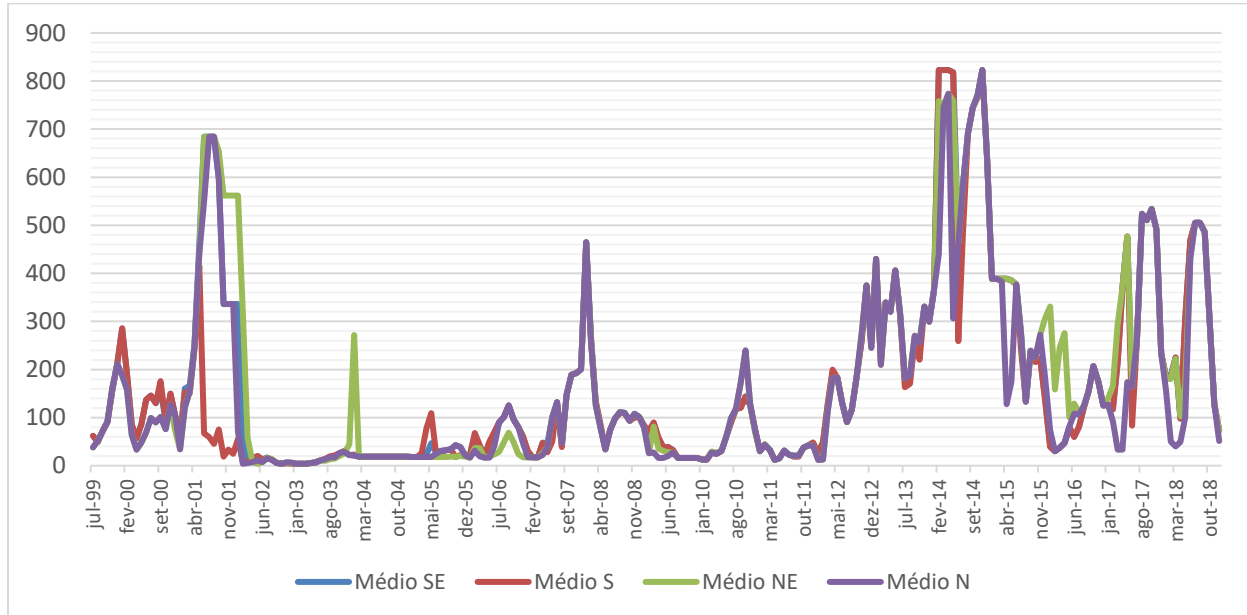
A partir do planejamento de longo prazo e da demanda por energia declarada pelas distribuidoras, o governo federal realiza anualmente leilões do Ambiente de Contratação Regulada – ACR, em que são estabelecidos preços teto para atendimento ao mercado de distribuição, buscando atender principalmente aos seguintes pilares do modelo setorial implantado a partir da Lei nº 10.848/2004: a segurança no abastecimento e a modicidade de preços (TOLMASQUIM, 2015). Os geradores também podem comercializar parte da energia das usinas com grandes consumidores no mercado livre, ou Ambiente de Contratação Livre – ACL, com preços livremente negociados.

A quantidade máxima de energia de uma usina que poderá ser utilizada para comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos pelos geradores é denominada garantia física – GF, que é calculada pela EPE e estabelecida em Portaria do MME.

Basicamente, existem dois tipos de contrato no mercado regulado: (i) contratos de disponibilidade para as termelétricas, com remuneração mediante receita fixa (R\$/ano), para custear o investimento na construção das centrais e o O&M fixo, além do CVU (R\$/MWh) para quando as usinas forem despachadas pelo ONS; e (ii) contratos de quantidade para as hidrelétricas, como resultado dos lances de preço (R\$/MWh) e quantidade de energia pelos geradores nos leilões.

Destaca-se que, anteriormente à MP nº 688/2015, as disposições da Lei nº 10.848/2004 estabeleciam que na contratação regulada os riscos hidrológicos seriam assumidos: (i) pelos geradores, nos Contratos de Quantidade de Energia; e (ii) pelos compradores (distribuidoras), com direito de repasse às tarifas dos consumidores finais, nos Contratos de Disponibilidade de Energia.

No Mercado de Curto Prazo – MCP ou *spot*, as diferenças entre as quantidades de energia gerada pelas usinas e a quantidade comercializada em contratos regulados e/ou livres é contabilizada e liquidada ao Preço de Liquidação de Diferenças – PLD. O PLD é calculado pela CCEE a partir do CMO, considerando limites máximo e mínimo estabelecidos pela ANEEL. Por exemplo, para o ano de 2018, o PLD mínimo foi fixado em 40,16 R\$/MWh e o PLD máximo, em 505,18 R\$/MWh.



**Figura 5 – Valores históricos do preço *spot* em R\$/MWh**

Fonte: Elaborado a partir de dados do sítio eletrônico da CCEE.

Da mesma forma como verificado para o CMO, tem-se uma elevada variabilidade dos valores do preço *spot* ao longo do histórico, muito influenciado pela hidrologia e diminuição da capacidade de regularização dos reservatórios das novas hidrelétricas, que em geral são a fio d'água, dentre outros fatores.

Destaca-se que, de 2014 para 2015, a ANEEL alterou dos limites máximo e mínimo PLD, que passaram de 822,83 R\$/MWh para 388,48 R\$/MWh e de 15,62 R\$/MWh para 30,26 R\$/MWh,

respectivamente, diminuindo a possível amplitude dos preços de curto prazo. O objetivo principal foi aliviar a exposição involuntária das distribuidoras ao mercado *spot*, haja vista que alguns geradores (CESP, CEMIG e COPEL, controladas pelos governos estaduais de SP, MG e PR) não aderiram a prorrogação das concessões objeto da MP nº 579/2012 e as distribuidoras do país ficaram descontratadas e expostas a valores muito elevados do PLD. A diminuição do PLD teto também reduziu a exposição financeira dos geradores ao mercado *spot* em decorrência do risco hidrológico.

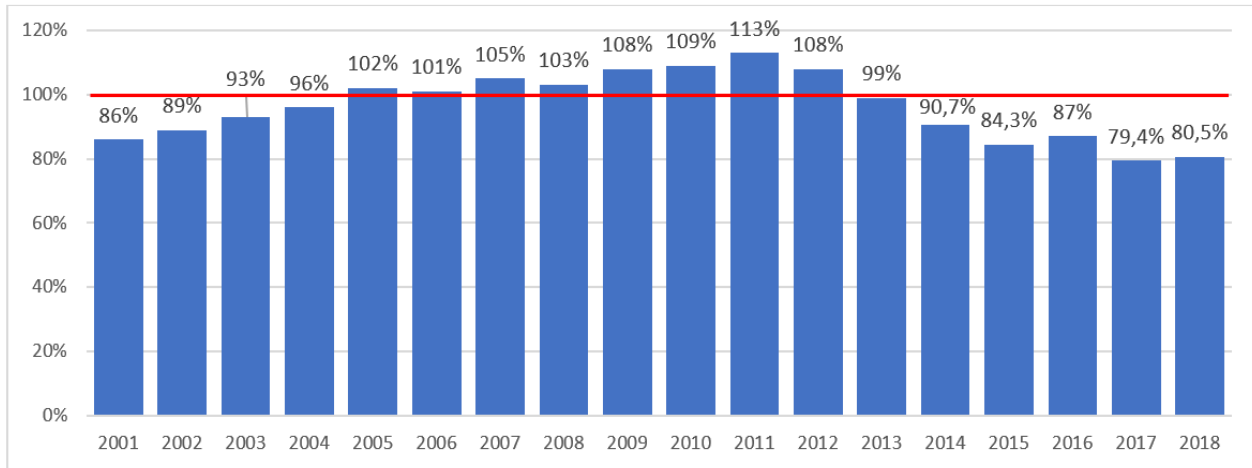
O consórcio liderado pela consultoria Coopers & Lybrand, que deu suporte ao projeto de reestruturação do setor elétrico brasileiro, não recomendou o estabelecimento imediato de uma bolsa de energia, em que preços e quantidades são livremente negociados em um mercado *spot*. A operação e, como consequência, a comercialização de energia elétrica no curto prazo no Brasil é feita no regime de *tight pool*, em que o despacho das usinas é definido de forma centralizada pelo ONS com base em modelos de otimização. A proposta da consultoria foi baseada, entre outras razões, pela pouca presença de termelétricas no sistema interligado à época, além dos complexos vínculos hidráulicos existentes entre usinas de diferentes proprietários (BORN e ALMEIDA, 1998).

### **2.3. Risco Hidrológico e Mecanismo de Realocação de Energia – MRE**

O risco hidrológico decorre da variabilidade inerente ao regime de chuvas nas diferentes bacias hidrográficas do país e dos reflexos desta variação na vazão dos rios, cuja água é utilizada pelas usinas hidrelétricas para geração de energia. Em outras palavras, os geradores hidrelétricos operam sob incerteza quanto à produção efetiva de energia das suas usinas para atendimento aos contratos firmados nos mercados regulado e/ou livre. Com o objetivo de compartilhar os riscos hidrológicos entre as usinas hidrelétricas, foi criado o Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, por meio do Decreto nº 3.653/2000.

No setor elétrico, o risco hidrológico é comumente chamado de GSF ou *Generation Scaling Factor*. Nas Regras de Comercialização da CCEE, desde 2012, é denominado de Fator de Ajuste do MRE e consiste na relação entre a energia gerada por todas as hidrelétricas participantes do mecanismo e a soma das suas garantias físicas. O histórico do GSF é mostrado a seguir, podendo-se verificar que desde 2013 esse indicador encontra-se abaixo de 100%, ou seja, as usinas

hidrelétricas participantes do MRE tem gerado energia abaixo da soma das suas garantias físicas:



**Figura 6 – Valores históricos do GSF em %**

Fonte: Elaborado a partir de dados do sítio eletrônico da CCEE.

A garantia física individual de cada UHE ou PCH representa o direito de participação da usina no MRE. Toda a energia gerada pelas usinas é destinada ao MRE e, a seguir, o montante total de energia é redistribuído entre as usinas na proporção de suas garantias físicas. Se as usinas do MRE gerarem mais do que a GF total, ou  $GSF > 100\%$ , haverá Energia Secundária, que será liquidada a PLD e gerará uma receita extra aos geradores. Caso contrário, se as usinas do MRE gerarem menos do que a GF total, ou  $GSF < 100\%$ , haverá a incidência do Fator de Ajuste. Caso a energia alocada a uma determinada usina após a aplicação do MRE seja inferior ao montante de energia comercializado em contratos, esta diferença deverá ser adquirida no mercado spot ao PLD.

O resultado de uma simulação apresentada pela ANEEL em audiência pública da Comissão de Infraestrutura do Senado Federal, realizada em 21/11/2017, indica que o risco hidrológico é assimétrico em termos financeiros, em 10,50 R\$/MWh negativos (vide figura 7). Isso decorre do fato do PLD de momentos hidrológicos desfavoráveis ser superior ao PLD de momentos com boa hidrologia.



### **3.1. Análise da atuação da ANEEL em relação aos pleitos dos geradores hidrelétricos sobre o GSF – Processo nº 48500.006210/2014-19**

Haja vista o GSF inferior à unidade e os elevados valores de PLD em 2014, que atingiu o teto regulatório em alguns meses, o risco hidrológico acabou por se traduzir em um risco financeiro para os geradores, impactando o caixa das empresas.

Dessa forma, os geradores hidrelétricos, principalmente por meio das associações APINE<sup>5</sup> e ABRAGE<sup>6</sup>, ingressaram com pedidos na ANEEL alegando que os efeitos do risco hidrológico não estariam somente relacionados a hidrologia desfavorável, mas também a fatores como: (i) alterações na matriz elétrica ao longo dos anos; (ii) aumento do despacho de usinas fora da ordem de mérito; (iii) realização de programas de racionalização do uso de energia e impacto na redução do consumo; (iv) importação de energia da Argentina e despacho da UTE Uruguaiana. A análise da agência em relação a esses pontos se deu através da Nota Técnica nº 038/2015-SRG-SRM/ANEEL, de 19/05/2015.

Na visão dos geradores, esses quatro fatores dificultariam ou mesmo impossibilitariam a previsão do chamado risco hidrológico. Nesse sentido, os geradores entendiam que esse risco deveria ser compartilhado com os consumidores, e chegaram a propor alguns mecanismos para esse fim.

A ANEEL realizou a análise das alegações dos principais pontos trazidos a discussão pelas associações APINE e ABRAGE, concluindo que o déficit de geração hídrica ( $GSF < 1$ ) teria estreita relação entre as condições hidrológicas observadas em 2014 e 2015 no SIN. Ainda de acordo com a agência, esse conjunto de fatores já estava previsto oficialmente pela administração pública há anos, contrastando com as alegações aventadas pelas associações.

De acordo com a agência, não havia previsão contratual, editalícia, legal ou regulamentar de limitação do risco hidrológico aos geradores, tendo negado o repasse desse risco aos consumidores.

Em sua análise, a ANEEL ressaltou que os agentes dispunham de estratégias comerciais

---

<sup>5</sup> Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica.

<sup>6</sup> Associação Brasileira das Empresas Geradoras de Energia Elétrica.



para mitigação do risco hidrológico, a partir de diferentes combinações de preços e montantes de energia ofertados nos leilões do ACR, com a possibilidade de se deixar uma margem descontratada para fazer frente ao risco de exposição decorrente de valores de GSF inferiores a unidade, além da sazonalização da garantia física ao longo do ano, conforme regras de comercialização, bem como adoção de estratégias de gestão de portfólio (diversificação de fontes, clientes e modalidades contratuais) e mecanismos de *hedge* que podem envolver partes relacionadas e estratégias de conglomerado.

Em relação às mudanças na matriz elétrica, a ANEEL argumentou que desde 2005 os resultados dos leilões já vinham indicando uma maior diversificação da nossa matriz, sendo que até junho de 2014, 45,4% da energia comercializada era de usinas hidrelétricas e 34,28% de usinas termelétricas (biomassa, carvão mineral, gás natural e óleo diesel). A ANEEL também mostrou que a energia de reserva vinha sendo contratada desde 2008, não sendo, portanto, um fator de surpresa para os geradores a contratação de novas fontes.

Os planos de expansão setoriais poderiam ser utilizados pelos geradores como indicativos das mudanças na matriz, tais como o Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE, que traz uma visão integrada da expansão da demanda e da oferta de energia no horizonte de 10 anos, e o Plano da Operação Energética – PEN, que contém avaliações energéticas das condições de atendimento ao mercado previsto do SIN para um horizonte de cinco anos à frente.

Além disso, mesmo com as mudanças na matriz elétrica, a ANEEL entendeu que não havia sido demonstrado que a geração hidrelétrica estaria permanentemente gerando abaixo de sua garantia física, uma vez que apenas no ano de 2014 teria havido um aprofundamento maior do GSF. Para se chegar a essa conclusão a agência utilizou dados do período de 2008 a 2014, não sendo possível prever à época a manutenção das condições hidrológicas desfavoráveis após esse período.

No que se refere a geração de termelétricas fora da ordem de mérito, a ANEEL destacou que este mecanismo está previsto a anos, desde a Resolução da Câmara de Gestão da Crise Energética nº 109, de 24 de janeiro de 2002, que determinou a adoção de mecanismo de representação de aversão ao risco de racionamento. A Lei nº 10.848/2004 também prevê a utilização de mecanismos de segurança operativa, podendo incluir curvas de aversão ao risco de

déficit de energia. Em relação a esse ponto, cabe destacar também a Resolução CNPE n° 08/2007, atualizada pela Resolução CNPE n° 03/2013, autorizando o despacho adicional ao indicado pelos modelos computacionais.

Ou seja, existe respaldo legal para o acionamento de termelétricas fora da ordem de mérito de custo econômico quando se tem baixos níveis de armazenamento e os agentes já tinham conhecimento dessa possibilidade há muitos anos, o que permitiria a adoção de medidas visando se proteger de exposições ao MCP. Além disso, de acordo com a ANEEL:

Não obstante haver conhecimento prévio, ao se analisar a operação das usinas termelétricas no ano de 2014, verifica-se que a geração das usinas despachadas por segurança energética correspondeu a 1.050,47 MWmed, enquanto a diferença entre a geração despachada por ordem de mérito de custo e a geração efetivamente verificada correspondeu a 4.604,07 MWmed. Ou seja, a geração por segurança energética apenas supriu parte da “frustração” de geração termelétrica inicialmente programada pelo ONS. (ANEEL, 2015, p.7)

Em relação às medidas de redução do consumo, a ANEEL demonstrou a existência de uma série de legislações e instrumentos relacionados ao tema, alguns de longa data, tais como: (i) a Lei n° 9.991/2000, que dispõe sobre investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética; (ii) a Lei n° 10.295/2001, que dispõe sobre a Política Nacional de Conservação e Uso Racional de Energia; (iii) o Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica – PROCEL, coordenado pelo MME e executado pela Eletrobras; e (iv) a Resolução Normativa ANEEL n° 456/2000, que estabelece que as concessionárias devem promover campanhas visando orientar a população sobre a utilização racional e formas de se combater o desperdício de energia elétrica.

Com relação a importação de energia da Argentina e geração da UTE Uruguaiana, a ANEEL ressaltou que estas estão previstas há anos, haja vista que suas disponibilidades máximas são consideradas na configuração termelétrica para fins de programação da operação do SIN e, apesar de as respectivas disponibilidades terem sido anuladas nos modelos computacionais a partir de 2006 e 2008, respectivamente, a programação temporária dessas usinas sempre continuou sendo possível. A agência elencou uma série de Portarias do MME que autorizaram a importação de energia elétrica, como por exemplo as Portarias n° 178/2011, 307/2011, 456/2012, 81/2015, além das Resoluções Autorizativas da ANEEL n° 1.368/2008, 1.812/2009 e 2.461/2010. Para a UTE Uruguaiana, o ministério publicou as Portarias MME n° 619/2012, 073/2014 e 028/2015,

declarando a necessidade de geração dessa usina, de forma excepcional.

Os agentes alegaram que o valor do impacto do risco hidrológico em 2014 havia sido de R\$ 18,5 bilhões e que em 2015 esse valor poderia ser ainda maior, mesmo com a redução do teto regulatório do PLD. A agência mostrou que esse valor não correspondia à realidade e, em uma análise conservadora na qual considerou apenas os perfis de geração deficitários, calculou uma exposição financeira de R\$ 9 bilhões, incluindo o valor referente a reversão dos efeitos de liminar obtida por alguns agentes. Em sua análise, a agência destaca que alguns agentes que possuíam *hedge* para fazer frente ao risco hidrológico não tiveram perdas e podem inclusive ter auferido ganhos com a liquidação ao preço *spot* da energia descontratada, o que não foi levado em consideração na cifra calculada pelos geradores.

De acordo com a agência, se o valor de R\$ 18,5 bilhões fosse considerado para fins de repactuação, isso levaria a um aumento de até R\$ 11,1 bilhões no resultado dos geradores hidrelétricos, após incidência de PIS/COFINS, IRPJ e CSLL. Mesmo com o resultado do déficit hídrico de 2014, o lucro dos principais geradores nacionais foi de R\$ 7,3 bilhões, valor inferior aos R\$ 9,06 bilhões registrados em 2013, mas bem diferente dos valores apresentados pelos geradores.

Ao fim da análise empreendida na Nota Técnica nº 038/2015-SRG-SRM/ANEEL, as áreas técnicas concluem pela existência soluções alternativas via mercado para eventuais casos de inviabilidade financeira de geradores, ao invés de se promover uma intervenção regulatória.

Na Nota Técnica nº 134/2015-SRM/SRG/ANEEL, de 5/8/2015, as áreas técnicas da ANEEL concluem que a variação da carga do SIN não pode ser atribuída tão somente a efficientização do consumo ou a variações tarifárias, tendo demonstrado que fatores como temperatura e atividade econômica tem efeito concorrente e até preponderante no consumo em comparação ao sinal tarifário. Conclui a agência que mesmo em segmentos regulados (como a distribuição) o lucro não é garantido, ainda que sejam preservadas as condições de equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão. A esse respeito, o órgão regulador pontuou que não é o resultado que determina o equilíbrio contratual, mas a pactuação dos riscos e o cumprimento das regras estabelecidas nas leis e nos contratos.

### 3.2. Atuação do Judiciário na análise do Risco Hidrológico

Tendo em vista a negativa da ANEEL em repassar aos consumidores a exposição financeira dos geradores hidrelétricos no mercado *spot*, resultante do GSF < 100% e dos elevados valores de PLD de 2014, os agentes recorreram ao Judiciário e obtiveram diversas liminares para não arcar com os custos derivados do risco hidrológico.

Em 02/07/2015, a Reuters noticiou que, conforme alguns geradores obtinham liminares, aqueles que não estavam protegidos por decisão judicial precisavam ratear o déficit hídrico entre si, resultando numa corrida aos tribunais. De acordo com o Valor Econômico de 09/12/2015, existiam mais de cem liminares na Justiça que isentavam geradores de perdas financeiras, que em 2015 teriam atingido R\$ 15 bilhões.

Dutra, Kaercher e Amorim (2017), em artigo publicado no jornal Valor Econômico, explicaram as diferenças entre as diferentes gerações de liminares obtidas pelos geradores hidrelétricos na Justiça:

A primeira geração de liminares foi concedida em resposta a questionamentos de que estariam sendo transferidos aos geradores hidrelétricos riscos que excediam o risco assumido na origem, que contemplava uma outra conformação da matriz energética e uma operação do sistema pautada por decisões técnicas e segundo o parâmetro de déficit legalmente estabelecido.

Como as causas da subperformance não estariam relacionadas a riscos por eles assumidos e gerenciáveis, os custos da exposição ao mercado de curto prazo não deveriam ser repassados a estes agentes. Na implementação das decisões, o impacto foi transferido aos geradores hidrelétricos participantes do MRE que não haviam obtido a liminar de “primeira geração”.

A segunda geração de liminares, então, buscava proteção dos efeitos das primeiras liminares, de modo que a exposição não fosse repassada aos geradores do MRE, por entender que o repasse representava o compartilhamento de um risco financeiro – associado às decisões de primeira geração – e não o risco hidrológico objeto do compartilhamento pactuado pelo MRE. Na implementação das decisões, o impacto foi transferido aos agentes credores do mercado de curto prazo, o que levou à alocação pelo rateio de inadimplências em resposta a perdas.

Por fim, foi a vez dos agentes com possível exposição positiva ao mercado de curto prazo - os credores - judicializarem a questão, o que levou à terceira geração de liminares. Neste caso, as ações buscavam proteção contra o rateio dos valores devidos em função das liminares de primeira geração e repassados ao rateio da inadimplência pelas liminares de segunda geração. As partes que tiveram concedidas as liminares passaram a receber integralmente seus créditos de exposição ao mercado de curto prazo. Os demais agentes credores não alcançados por estas liminares passaram então a receber um percentual menor do que o de adimplência geral do mercado (DUTRA, KAERCHER e AMORIM; 2017).

A CCEE chegou a suspender os créditos da liquidação financeira do MCP de setembro de 2015, haja vista que os valores arrecadados foram insuficientes para atender simultaneamente as liminares judiciais e os créditos dos agentes com posição credora protegidos por decisões judiciais (CCEE, 2015).

Ou seja, a atuação do Judiciário, por meio da concessão de diversas liminares aos geradores hidrelétricos, aumentou os riscos de paralisação nas transações no mercado de curto prazo da CCEE, com potenciais prejuízos tanto aos outros geradores quanto aos consumidores. Essa foi, inclusive, uma das razões que motivou o Executivo a editar medida provisória permitindo a repactuação do risco hidrológico, conforme será detalhado a seguir.

### **3.3. A Repactuação do Risco Hidrológico – MP nº 688/2015**

Por meio da Exposição de Motivos Interministerial EMI nº 00023/2015 MME AGU MF, de 18/08/2015, os Ministros de Minas e Energia, da Advocacia-Geral da União e da Fazenda submeteram à consideração da Presidente da República a edição de Medida Provisória – MP disposto sobre (i) a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica nos mercados regulado e livre, com o objetivo de conferir amparo legal à repactuação com a anuência da ANEEL, além de (ii) viabilizar a licitação com cobrança de bonificação pela outorga de empreendimentos hidrelétricos cujas concessões não foram renovadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, resultado da conversão da MP nº 579/2012. Esses dois assuntos compunham o cerne da MP nº 688/2015, sendo que no presente trabalho tão somente será analisado o caso da repactuação do risco hidrológico no mercado regulado. O texto da MP foi enviado aos membros do Congresso Nacional por meio da Mensagem nº 314 de 2015 da Presidência da República.

Na referida EMI foram indicadas diversas razões para a proposta da alteração das regras até então vigentes relacionadas ao risco hidrológico, dentre elas o fato de que, desde o último quadrimestre de 2012, o país enfrentava condições hidrológicas adversas, o que levou a decisões do CMSE de flexibilização da cota mínima de operação da usina de Itaipu, de despacho de termelétricas fora da ordem de mérito, desde 18/08/2012, sendo as térmicas com CVU acima de 600 R\$/MWh desligadas somente em 5 de agosto de 2015.

Tais medidas resultaram em redução expressiva do GSF, afetando os geradores hidrelétricos que, ao não conseguirem entregar energia suficiente para cumprir seus compromissos

contratuais, ficaram expostos ao PLD no mercado *spot* tendo “de enfrentar efeitos econômico-financeiros negativos que inviabilizam econômica e financeiramente o setor de geração de energia hidrelétrica”, nos exatos termos utilizados na EMI.

Os ministros que propuseram a medida citam que as inúmeras manifestações de agentes do setor fizeram com que a ANEEL abrisse uma Audiência Pública para tratar conceitualmente do tema, e que as contribuições recebidas pela ANEEL foram utilizadas pelo MME, EPE e CCEE na formulação da proposta de repactuação do risco hidrológico por adesão dos geradores hidrelétricos.

Em relação a questão das liminares obtidas pelos agentes no Judiciário, a EMI da MP nº 688/2015 traz a seguinte contextualização acerca da gravidade da situação:

6. Para que a repactuação do risco hidrológico possa ser implementada, faz-se necessário adoção de dispositivos legais que confirmem o devido amparo à solução da questão. Além disso, importa registrar que a contabilização e liquidação do Mercado de Curto Prazo encontra-se praticamente paralisada, com índice elevado de inadimplência, diante da execução de liminares obtidas por cerca de um quarto dos agentes, em prejuízo dos demais e, ao fim e ao cabo, do consumidor final de energia que corre o risco de arcar com a totalidade dos custos provocados por tal situação sem qualquer contrapartida dos agentes de geração hidrelétrica.

7. Ressalte-se que, antes da instituição da CCEE, quando das operações do Mercado Atacadista de Energia - MAE, antes do modelo instituído por Vossa Excelência pela Lei nº 10.848, de 2004, a suspensão da liquidação por meio de liminares de cerca de 7% dos 114 agentes trouxe consequências perversas para o setor tendo culminado com a extinção do MAE. No cenário atual, no entanto, com a vigência de liminares que respaldam cerca de 23% dos agentes, as consequências para o setor podem ser ainda mais danosas, justificando a urgência e a relevância das medidas ora propostas.

[...]

21. A proposta, desse modo, pretende resolver, de forma pactuada, uma importante questão para o bom funcionamento do setor elétrico brasileiro, além de ser urgente diante da iminente paralisação do Mercado de Curto Prazo, com consequências nefastas para o setor elétrico e para a economia do país.

Tendo em vista o risco de paralisação das negociações na CCEE em decorrência da elevada judicialização das questões relacionadas ao risco hidrológico, entende-se que estavam presentes os requisitos de relevância e urgência para a edição da medida pela Presidência da República.

Em relação ao mercado regulado, a medida propôs que a repactuação ocorresse mediante pagamento de prêmio de risco pelos geradores hidrelétricos aportado em favor da Conta

Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifária – CCBRT<sup>7</sup>, a qual é gerida pela CCEE. Além disso, a medida estabeleceu a cessão para a CCBRT dos direitos e obrigações dos geradores no MCP referentes, respectivamente, à liquidação da Energia Secundária e ao deslocamento de geração hidrelétrica, decorrentes dos ajustes do MRE. Destaca-se que, de acordo com a medida, o prêmio de risco deveria ser calculado pela ANEEL.

No que tange ao risco assumido pelos geradores hidrelétricos relativo ao exercício de 2015, a proposta alocou aos agentes que repactuaram o risco um ativo financeiro tangível – o resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado –, que será ressarcido por meio da postergação de pagamento do prêmio. Caso o prazo remanescente dos contratos não seja suficiente para tal, o ressarcimento se dará por meio da extensão do prazo das outorgas e da contratação da energia.

Importante destacar que a MP manteve sob a gestão dos agentes alguns fatores que tem influência direta na energia entregue pelas hidrelétricas, mas que não estão relacionados ao risco hidrológico, tais como o rateio de perdas na Rede Básica<sup>8</sup> do SIN, o consumo interno das usinas hidrelétricas e as indisponibilidades, forçadas e programadas.

Ressalta-se que a medida buscou não afetar a repactuação do risco hidrológico caso haja revisão ordinária da garantia física (anteriormente utilizava-se o conceito de energia assegurada ou energia firme) das usinas quando da repactuação. Isso porque as revisões previstas no art. 21, §§ 4º e 5º, do Decreto nº 2.655/1998<sup>9</sup>, poderiam ensejar nova revisão do risco pactuado, haja vista que

---

<sup>7</sup> De acordo com informações do sítio eletrônico da ANEEL: “A partir de 2015, os custos variáveis da energia do mercado regulado passaram a ser cobertos pelos adicionais das Bandeiras Tarifárias, que têm como objetivo sinalizar aos consumidores os custos reais da geração de energia elétrica. Nesse sentido, o Decreto nº 8.401, de 5 fevereiro de 2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias, sob a gestão da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, com o objetivo de administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias”.

<sup>8</sup> Conforme a Resolução Normativa ANEEL nº 67, de 8 de julho de 2004, a Rede Básica é composta pelas instalações do SIN com nível de tensão igual ou superior a 230 kV.

<sup>9</sup> Art. 21. A cada usina hidrelétrica corresponderá um montante de energia assegurada, mediante mecanismo de compensação da energia efetivamente gerada.

[...]

§ 4º O valor da energia assegurada alocado a cada usina hidrelétrica será revisto a cada cinco anos, ou na ocorrência de fatos relevantes.

a garantia física da usina seria utilizada como premissa de cálculo do prêmio de risco. De forma a mitigar tal risco, a MP propôs que eventual alteração de garantia física ensejará revisão do preço dos contratos regulados do ACR ou extensão adicional de prazo da outorga.

A MP estabeleceu que a eficácia da repactuação do risco estaria condicionada à desistência de eventuais ações judiciais e renúncia a alegações de direito relacionadas à questão, tanto pelo agente quanto pelo grupo econômico do qual fizesse parte. A medida conferiu, ainda, competência para o MME atribuir o risco ao gerador (vendedor) ou ao comprador nos leilões de energia, independentemente da modalidade de contratação, quer seja quantidade ou disponibilidade.

Um ponto importante a ser destacado é a ausência de análise quantitativa *ex-ante* do impacto financeiro da MP sobre o mercado de energia elétrica bem como sobre as finanças públicas. Ao analisar o conteúdo da referida MP, a Consultoria de Orçamento, Fiscalização e Controle do Senado Federal, por meio da Nota Técnica de Adequação Orçamentária e Financeira nº 26/2015, de 26/08/2015, assim se pronunciou em relação a ausência de dados quantitativos que permitissem uma análise das consequências da aprovação da medida:

### 3. Análise da medida provisória

A Medida Provisória objeto desta Nota Técnica propõe conjunto de significativas alterações no marco regulatório do setor elétrico nacional. As mudanças são relacionadas e explicitadas de forma extremamente sucinta em seu fundamento e em suas consequências.

**A Exposição de Motivos que a fundamenta, todavia, não traz dados numéricos de nenhuma das variáveis contidas, nem quaisquer análises macro ou microeconômicas que subsidiem a decisão sobre o mérito da proposta, bem assim que assegurem, mesmo de forma matemática ou estatística, que a proposta cumprirá os objetivos para os quais foi formulada. Como vários erros já foram cometidos nesse setor no passado recente, com forte impacto para o Tesouro Nacional, para o contribuinte e para os consumidores de energia elétrica, é de surpreender que medidas econômicas deste relevo não sejam subsidiadas por cuidadosos cálculos e projeções, totalmente ausentes no documento ofertado ao Congresso Nacional para a tomada desta importante decisão.**

### 4 Subsídios acerca da adequação financeira e orçamentária

[...]

---

§ 5º As revisões de que trata o parágrafo anterior não poderão implicar redução superior a cinco por cento do valor estabelecido na última revisão, limitadas as reduções, em seu todo, a dez por cento do valor de base, constante do respectivo contrato de concessão, durante a vigência deste.



Em relação à repercussão sobre a receita e despesa, não há dados no documento que permitam, mesmo que minimamente, fazer qualquer projeção confiável, sendo assim totalmente impossível se pronunciar a esse respeito.

**Neste momento de tanta dificuldade econômica e precária situação fiscal, documento para decisões desse porte deveriam simular os impactos prováveis sob as condições projetadas para o setor** como subsídio para tomada de decisão pelos Membros do Congresso Nacional. (SENADO FEDERAL, 2015, p. 10-11, grifo nosso)

A seguir, passa-se a detalhar a tramitação da MP nº 688/2015 nas duas casas do Congresso Nacional, com foco nas emendas aprovadas e alterações promovidas em relação ao seu texto inicial.

### **3.4. Atuação do Congresso Nacional na análise da MP nº 688/2015**

O texto da MP nº 688/2015 foi publicado no Diário Oficial da União de 18/08/2015 e a partir dessa data passaram a contar os prazos relativos à sua vigência e tramitação no Congresso Nacional. Entre as datas de 20/08/2015 e 25/08/2015 foram apresentadas 78 emendas à MP na Comissão Mista formada para emitir parecer sobre a matéria.

Analisando as informações disponíveis no sítio eletrônico do Congresso Nacional<sup>10</sup>, verifica-se que das 78 emendas, 27 tratavam dos assuntos que eram abordados na MP nº 688/2015 (risco hidrológico ou MRE e bonificação pela outorga). Destas, uma dizia respeito aos dois assuntos, nove abordavam apenas a bonificação pela outorga e 17 tratavam apenas do risco hidrológico e/ou MRE, estando relacionadas aos mercados regulado e/ou livre. Verificou-se que dessas 17 emendas, 14 buscavam alterar regras que, em maior ou menor medida, estavam relacionadas ao mercado regulado, as quais serão analisadas a seguir.

**Emenda nº 4:** Buscava estabelecer que, na parcela da garantia física destinada ao mercado regulado, os riscos hidrológicos seriam assumidos pelas distribuidoras do SIN, sem direito de repasse à tarifa do consumidor final.

**Emendas nº 23, 27 e 61:** Tinham por objetivo estabelecer que o risco hidrológico não abrangeria o deslocamento da geração de usinas hidrelétricas decorrente de: (i) geração fora da ordem de mérito econômico; (ii) geração de usinas contratadas como energia de reserva; e (iii) importação de energia elétrica, exceto Itaipu Binacional. Destaca-se que a emenda nº 61 não

---

<sup>10</sup> Informações disponíveis em: <https://www.congressonacional.leg.br/materias/medidas-provisorias/-/mpv/122739>.

continha a expressão “exceto Itaipu Binacional”, a qual constava apenas nas emendas nº 23 e 27.

**Emendas nº 29 e 64:** Visavam cancelar a exigência de que as ações judiciais fossem retiradas também pelo grupo econômico a que pertencesse o agente que aderisse a repactuação.

**Emenda nº 32:** Estabelecia que, independentemente da repactuação, a redução da geração das hidrelétricas que decorresse da geração de energia por usinas termelétricas com CVU superiores ao PLD médio mensal não seria considerada no cálculo do GSF.

**Emenda nº 34:** Proposta para que os empreendimentos hidrelétricos do SIN pudessem aderir a qualquer tempo ao MRE.

**Emenda nº 42:** Buscava retirar a possibilidade de extensão das outorgas caso o prazo remanescente não fosse suficiente para o ressarcimento do resultado do deslocamento de geração hidrelétrica subtraído da liquidação da energia secundária e do prêmio de risco pactuado, relativo à energia contratada no mercado regulado no ano de 2015.

**Emenda nº 44:** Tinha por objetivo retirar a retroatividade da proposta de ressarcimento do resultado de 2015, buscando estabelecer a data de 1º de janeiro de 2016. De acordo com essa emenda, os geradores só seriam ressarcidos pelo risco hidrológico de 2016 mediante postergação do prêmio para GSF inferiores 85%. Por fim, estabelecia que as revisões ordinárias de garantia física das usinas do MRE que implicassem alteração da GF utilizada como base para a repactuação do risco hidrológico necessariamente ensejariam alteração do preço dos contratos pela ANEEL, ao invés de “poderão ensejar”.

**Emenda nº 62:** Possuía o mesmo objetivo indicado para as emendas nº 29 e 64, além de estabelecer que o requerimento de extinção do processo com resolução do mérito poderia ser protocolado, em até 30 dias, após a publicação pela ANEEL da resolução contendo todas as condições, preços e prazos referentes à repactuação.

**Emenda nº 67:** Apresentada em forma de substitutivo, essa emenda propunha a alteração de diversos aspectos relacionados à MP, mas a mesma foi rejeitada.

**Emenda nº 70:** Propunha que ficasse a critério do Poder Concedente a forma de contratação da energia no caso de prorrogação das outorgas visando o ressarcimento do resultado

de 2015. Ou seja, o MME seria responsável por definir se durante a prorrogação a energia seria contratada no ACR ou se o agente poderia dispor livremente dessa energia.

**Emenda nº 72:** Detalhava conceitos relacionados a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT.

Conforme destacado no item anterior, a Consultoria de Orçamentos, Fiscalização e Controle do Senado Federal (CONORF) elaborou a Nota Técnica de Adequação Orçamentária e Financeira nº 26, de 26/08/2015, indicando não haver subsídios suficientes para que o Congresso avaliasse a repercussão das alterações promovidas pela MP nas receitas e despesas governamentais. Assim, o relator da Comissão Mista solicitou ao Poder Executivo, informações relacionadas à estimativa de receita, no entanto não citou em seu parecer se foram solicitadas informações acerca da previsão de eventual despesa ou dos impactos sobre os consumidores e outros geradores em decorrência da medida.

Como não foi apreciada em até 45 dias, contados da sua publicação, a MP entrou em regime de urgência a partir de 02/10/2015 (46º dia), sobrestando todas as demais deliberações legislativas da Câmara, Casa em que estava tramitando.

Em seu relatório, de 29/10/2015, e que teve complementações em 04/11/2015, o relator tão somente informou que o Ministério da Fazenda, por intermédio da Secretaria do Tesouro Nacional – STN, expediu a Nota Técnica nº 28/2015/COAPI/SUPOF/STN/MF-DF, de 21/10/2015, estabelecendo parâmetros para a realização da estimativa de receitas decorrentes do pagamento de bonificação pela outorga. No relatório do relator da MP não é informado se o Poder Executivo fez estimativas quanto ao valor que seria pago pelos consumidores nos próximos anos ou mesmo com relação ao valor que seria pago pelos geradores a título de prêmio para a transferência do risco.

Em relação a esse ponto, cabe destacar a ausência de disponibilização pelo Poder Executivo de uma análise de impacto regulatório, a qual tem se mostrado um importante instrumento para a melhoria da qualidade da regulação e aperfeiçoamento do *accountability* das alterações promovidas pelos governos em setores regulados de infraestrutura. Novas leis e seus respectivos regulamentos deveriam ser suportadas por análises não apenas qualitativas, mas também quantitativas, que permitissem mapear cenários e riscos da sua implementação, de forma a minimizar a possibilidade de prejuízos ao setor regulado.

Nessa seara, importante recomendação foi efetuada pela OCDE a membros e não-membros, através do Conselho sobre Política Regulatória e Governança, e que não foi observada no caso da edição da MP nº 688/2015:

4. Integrar a Avaliação do Impacto Regulatório (AIR) desde os estágios iniciais do processo de políticas para a formulação de novas propostas de regulação. Identificar claramente os objetivos da política, e avaliar se a regulação é necessária e como ela pode ser mais efetiva e eficiente na consecução desses objetivos. Considerar outros meios de regulação e identificar os *trade-offs* das diferentes abordagens analisadas para escolher a melhor alternativa. (OCDE, 2012)

O relator da Comissão Mista em seu parecer votou pela constitucionalidade e juridicidade da MP nº 688/2015, entendendo que a mesma atendia os pressupostos de relevância, urgência e adequação orçamentária e financeira. No mérito, o relator votou (i) pela aprovação da MP, com acatamento total ou parcial das emendas nº 1, 3, 6, 7, 14, 23, 27, 29, 30, 32, 38, 44, 52, 61, 62, 63, 64 e 65, e (ii) pela rejeição das demais emendas apresentadas. Assim, verifica-se que as seguintes emendas, que em alguma medida implicavam em alteração da repactuação do risco no mercado regulado, tiveram sua aprovação sugerida pelo relator: 23, 27, 29, 32, 44, 61, 62 e 64, total ou parcialmente. Após a votação na Comissão Mista, o relatório foi aprovado e passou a constituir o Parecer da Comissão, seguindo o Projeto de Lei de Conversão nº 23/2015 para votação pelo Plenário da Câmara e, após análise dos deputados, o mesmo seguiria para votação pelo plenário do Senado.

Um importante detalhe identificado no relatório que foi convertido em parecer da Comissão Mista é o valor de 9,50 R\$/MWh para transferência integral do risco aos consumidores regulados, incluindo a energia secundária, atualizado pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA. Destaca-se que o Poder Executivo não tinha definido qualquer valor para a repactuação, deixando a cargo da ANEEL essa incumbência, conforme art. 1º, § 7º da MP nº 688/2015, que expressamente indicava que a agência reguladora estabeleceria o prêmio de risco, as taxas de desconto e os preços de referência para repactuação.

Destaca-se que não foi possível identificar durante a realização deste trabalho a origem desse número, o qual não constava em nenhuma das 78 emendas apresentadas que estão disponíveis no sítio eletrônico do Congresso Nacional. No entanto, na parte destinada a tramitação das medidas provisórias no sítio eletrônico do Congresso é informado que o relator “*procede à leitura de seu*

*Relatório. O Relator acata oralmente as sugestões feitas em Plenário*". Essa pode ser uma explicação para o surgimento desse valor, mas não foi possível avaliar registros eventualmente gravados das discussões ocorridas no Congresso Nacional, de forma a confirmar a origem dessa alteração.

Além disso, no referido relatório consta que o relator teria acrescentado "*outras alterações que visam a favorecer ainda mais a adesão dos agentes de geração aos termos da repactuação, entre elas a que garante o direito à adesão para usinas que saíram do MRE em 2015, antes da edição desta Medida Provisória*", sem, no entanto, haver um maior detalhamento que permitisse entender como se chegou aos 9,50 R\$/MWh.

Na Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL, de 29/10/2015, é calculado o valor de 9,31 R\$/MWh de prêmio de risco para o produto SP100, que é aquele que apresenta o valor do prêmio e do ativo regulatório compatível com o cálculo do valor esperado de (-) 7,35 R\$/MWh de risco hidrológico. Nesse produto todo o risco hidrológico seria alocado ao consumidor regulado, incluindo a energia secundária, a mesma definição que a lei dá para o prêmio de 9,50 R\$/MWh. Tendo em vista a proximidade entre os valores, também é possível que o Congresso tenha utilizado o valor calculado pela ANEEL como uma referência para estabelecer o prêmio em lei.

Por fim, o Projeto de Lei de Conversão nº 23/2015 foi aprovado nos plenários da Câmara e do Senado. Na Câmara, foram 251 votos pela aprovação; 173 votos pela rejeição da MP e 5 abstenções, totalizando 429 votos. Já no plenário do Senado, foi aprovado o Projeto de Lei Conversão, na forma do texto encaminhado pela Câmara dos Deputados, com 44 votos a favor e 20 votos contrários.

Durante a votação no Senado Federal, alguns senadores da oposição (do Democratas – DEM e do Solidariedade – SD) recorreram a manobras regimentais para tentar prolongar a votação, tais como: pedido de preferência para o texto original da MP, votação artigo a artigo, votação nominal, etc.

A Presidente da República, à época, vetou parcialmente dois dispositivos, sendo um deles relacionado à repactuação do risco hidrológico (inciso III do art. 2º), especificamente no que se referia ao pagamento aos geradores do deslocamento de geração hidrelétrica de empreendimentos estruturantes reconhecidos pelo CNPE, como por exemplo a usina de Belo Monte. A razão indicada

para o veto foi que ao estabelecer que a valoração do custo do deslocamento de geração de energia elétrica deveria considerar a geração de energia de reserva para as usinas estruturantes, estaria se limitando a competência da ANEEL para a regulamentação do tema para todas as UHE. O Congresso analisou o veto em sessão conjunta no dia 24/05/2016, sendo o mesmo mantido.

### **3.5. A regulação das disposições da Lei nº 13.203, de 08/12/2015, pela Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11/12/2015 (Processo nº 48500.006210/2014-19)**

A ANEEL regulou a MP por meio de uma metodologia que permitiu aos geradores repassarem o risco de não conseguirem gerar energia equivalente a suas garantias físicas aos consumidores, mediante uma contrapartida. Para tal, deveriam pagar um prêmio de risco, que aumentaria de acordo com a proteção que o gerador buscasse garantir. A alteração da regulação permitiu ainda, amparada nas disposições da Lei nº 13.203/2015, que o custo decorrente da estiagem de 2015 fosse convertido em um ativo regulatório, o qual seria ressarcido mediante postergação do prazo de pagamento do prêmio ou aumento do prazo das concessões ao final dos contratos.

De acordo com a ANEEL (2015), ao se adotar diferentes alternativas de repactuação aumentou a possibilidade de adesão à proposta, em virtude dos diferentes níveis de comprometimento do orçamento dos geradores e diferentes níveis de limitação de risco, sem prejudicar o estabelecimento de uma contrapartida adequada aos consumidores.

Foram criadas três classes de produtos (P, SP e SPR). Na classe P, o gerador permanece com o risco de redução da garantia física e com a energia secundária (excedente), podendo escolher sua proteção a partir de diferentes níveis de perdas possíveis associadas ao risco hidrológico. Como mantém a propriedade da energia secundária, o pagamento realizado pelo gerador é mais alto.

Na classe SP, o gerador continua com o risco de redução da garantia física, mas abre mão da energia secundária, a qual passa a ser propriedade dos consumidores regulados, razão pela qual os prêmios de risco são menores em relação aos produtos da classe P.

Por fim, a classe SPR conta com um único produto em que o gerador fica protegido de qualquer efeito do risco hidrológico (positivo ou negativo), bem como de uma possível redução de garantia física. Para tal, deve pagar um prêmio equivalente a uma redução de 10% do preço da

energia vendida em contratos regulados. A seguir, são mostrados os diversos prêmios para as diferentes classes de produtos estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 684, de 11/12/2015, referenciados à data-base de janeiro de 2015.

**Tabela 1 – Produtos da repactuação do risco hidrológico**

<b>PRODUTO</b>	<b>Quem fica com o risco de redução da garantia física?</b>	<b>Quem fica com o resultado da secundária?</b>	<b>Fator F – Risco que fica com o Gerador</b>	<b>Prêmio a ser pago pelo gerador na CCBRT R\$/MWh</b>	<b>Prazo de postergação do pagamento do prêmio (anos, a partir de 2016)</b>
P100	Gerador	Gerador	0%	12,75	2,83
P99	Gerador	Gerador	1%	11,75	2,92
P98	Gerador	Gerador	2%	10,75	2,92
P97	Gerador	Gerador	3%	10,00	2,92
P96	Gerador	Gerador	4%	9,00	3,00
P95	Gerador	Gerador	5%	8,25	2,92
P94	Gerador	Gerador	6%	7,50	2,92
P93	Gerador	Gerador	7%	6,75	2,92
P92	Gerador	Gerador	8%	6,00	2,92
P91	Gerador	Gerador	9%	5,50	2,83
P90	Gerador	Gerador	10%	4,75	2,92
P89	Gerador	Gerador	11%	4,25	2,92
SP100	Gerador	Consumidor	0%	9,50	4,50
SP99	Gerador	Consumidor	1%	8,50	4,83
SP98	Gerador	Consumidor	2%	7,50	5,25
SP97	Gerador	Consumidor	3%	6,50	5,75
SP96	Gerador	Consumidor	4%	5,50	6,58
SP95	Gerador	Consumidor	5%	4,75	7,17
SP94	Gerador	Consumidor	6%	4,00	8,17
SP93	Gerador	Consumidor	7%	3,25	9,83
SP92	Gerador	Consumidor	8%	2,50	13,25
SP91	Gerador	Consumidor	9%	2,00	17,25
SP90	Gerador	Consumidor	10%	1,25	Não paga
SP89	Gerador	Consumidor	11%	0,75	Não paga
SPR100	Consumidor	Consumidor	0%	10% do preço	Depende do preço

Fonte: ANEEL (2015) – adaptado

De acordo com o órgão regulador, a partir das contribuições recebidas em processo de audiência pública e utilizando-se dados históricos de geração de energia de 2001 a 2015, foram

estabelecidas diversas opções de repactuação, buscando não desequilibrar a relação contratual existente com os consumidores regulados.

Cabe destacar que os valores dispostos na tabela 1 serão atualizados anualmente pelo IPCA. Os montantes de prêmio a serem pagos correspondem a multiplicação do valor unitário pela quantidade de energia repactuada. A adesão até 15 de janeiro de 2016 daria direito à compensação do resultado de 2015 por meio da postergação do pagamento do prêmio. Caso algum agente deseje repactuar o risco após essa data, deverá formalizar a opção até 30 de setembro de cada ano, para que o risco a partir do ano seguinte seja repactuado, nesse caso sem a compensação do resultado de 2015.

Após realizar simulações com os modelos computacionais Newave e Decomp utilizando séries hidrológicas históricas e sintéticas, Brito (2016) concluiu que a escolha do produto mais adequado para a cobertura dos riscos dos geradores hidrelétricos não é uma decisão trivial e depende do seu nível de aversão ao risco. Essa dificuldade também pode ser explicada pela elevada variabilidade do PLD e incertezas inerentes aos níveis de GSF futuros, os quais dependem de inúmeras variáveis.

Após a repactuação do risco hidrológico no ACR, houve uma significativa redução no número de liminares, conforme pode ser observado na figura a seguir. No entanto, a judicialização do tema no mercado livre e a consequente inadimplência no mercado de curto prazo continuaram, haja vista que os geradores não aceitaram a proposta do governo para a repactuação no ACL.



**Figura 8 – O impacto das liminares**

Fonte: Dutra, Kaercher e Amorim (2017)



### **3.6. Análise da repactuação do risco hidrológico a partir das teorias normativas e positivas da regulação**

Os principais atores envolvidos no processo de formulação das regras para repactuação do risco hidrológico foram os geradores hidrelétricos, como demandantes da regulação do tema, a ANEEL, o Judiciário, o Executivo e o Congresso. Não se verificou a atuação do Ministério Público ou do Tribunal de Contas da União – TCU quando da elaboração da nova legislação e da regulação, tampouco uma participação efetiva da opinião pública nesse processo, em que pese ter se verificado certa cobertura do caso pela imprensa. Houve baixa participação dos consumidores na audiência pública promovida pela ANEEL, com apenas 4 agentes representando os consumidores, contra 41 representantes dos geradores e comercializadores (DARWICHE, 2016).

Em relação às preferências destes atores, cabe destacar a intenção dos geradores de repassarem riscos do negócio de geração alocados contratualmente a esses agentes para os consumidores, de forma a aumentar seus lucros. Os consumidores, por sua vez, representados de maneira tímida na audiência pública, eram contrários a novos aumentos nos preços de energia elétrica, os quais já tinham sido significativos no início de 2015 com o chamado “realismo tarifário” e interrupção de aportes do Tesouro Nacional na Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

O Judiciário, provocado por associações e geradores, concedeu diversas liminares suspendendo ou limitando os efeitos do GSF, conforme descrito por Dutra, Kaercher e Amorim (2017). Os elevados valores das cifras envolvidas lastreavam o pressuposto do perigo da demora da prestação jurisdicional. Em relação à fumaça do bom direito, os geradores e bancas de advogados utilizaram argumentos ancorados em supostos fatos do príncipe decorrentes de medidas adotadas pelo governo, como o despacho de termelétricas fora da ordem de mérito, para obtenção da proteção judicial. Atendidos os dois pressupostos (perigo da demora e fumaça do bom direito), estariam presentes os requisitos para concessão de liminar, o que gerou um efeito de risco sistêmico e acabou por forçar uma medida do Executivo para solucionar a questão.

O Executivo lançou mão da MP nº 688/2015 na tentativa de destravar o mercado de energia elétrica, cuja crise financeira poderia agravar ainda mais as dificuldades decorrentes do momento de hidrologia desfavorável. Além disso, havia a necessidade de aumento da arrecadação para o ajuste fiscal, sendo a bonificação da outorga das usinas não prorrogadas uma importante

fonte de recursos, a qual também era objeto da MP.

O Congresso, ao analisar a MP, alterou alguns pontos da medida, fixando na lei inclusive o valor do prêmio a ser pago pelos geradores para transferência integral do risco hidrológico no ambiente regulado, incluindo o resultado da energia secundária. Não foi possível identificar a origem exata desse valor, mas este pode ter origem em uma nota técnica da ANEEL, conforme discutido na seção 3.4. De acordo com as teorias econômicas da regulação apresentadas por Stigler, Peltzman e Becker, em geral os parlamentares buscam apoio político, quer por meio de votos quer por meio de recursos para a campanha. No entanto, não foi possível analisar essas hipóteses nesse trabalho.

Um ponto que merece destaque é que a oposição votou majoritariamente contra a repactuação, capitaneada pelo DEM e pelo Partido da Social Democracia Brasileira – PSDB, enquanto o Partido dos Trabalhadores – PT, demais partidos de esquerda e da base governista à época votaram pela aprovação da medida. Haja vista o efeito da repactuação ser de aumento dos preços de energia aos consumidores, nesse caso parece não ter havido o consumo de ideologia pelos partidos de esquerda, ao contrário de quando se aprovou a MP nº 579/2012 para redução das tarifas de energia, prevendo-se inclusive o aporte de recursos do Tesouro Nacional para esse fim. Entende-se que no caso da repactuação do risco hidrológico houve preponderância do Executivo, em aderência ao artigo de Mueller e Pereira (2001), com a aprovação da medida ao final e manutenção dos vetos da presidente pelo Congresso, em que pesem algumas alterações promovidas pelos congressistas na tramitação da MP.

Como se pode verificar pela participação na audiência pública promovida pela ANEEL, a atuação dos geradores e comercializadores foi bem mais intensa do que a dos consumidores, o que pode ser explicado pelo maior benefício per capita que seria conferido a estes atores em caso de aprovação da nova regulação e maior capacidade de organização por ser um grupo menor, o que está aderente às teorias de Olson (1965) e Stigler (1971). Os geradores puderam influenciar o processo pela contratação de estudos robustos de consultorias e elaboração de estudos próprios, além de uma maior interlocução não só junto à ANEEL, mas possivelmente junto ao MME e ao Congresso.

Os consumidores, por serem muito mais numerosos, teriam maiores custos para se

organizar durante o longo processo de elaboração das novas regras, que durou de maio a dezembro de 2015, além de observarem um resultado per capita menor. Assim, sua atuação não foi capaz de impedir a repactuação e acabaram por assumir o risco hidrológico a partir do ano de 2016.

No que tange às regras do jogo, verifica-se que os geradores recorreram a uma instituição muito utilizada em nosso ordenamento jurídico que são as liminares, em que o juiz atende o pleito do jurisdicionado, desde que atendidos os pressupostos da fumaça do bom direito e do perigo da demora, deixando para discutir o mérito da questão em um momento posterior. O problema é que muitas vezes as liminares demoram um longo tempo para ter o seu mérito julgado, o que nesse caso acabou por prejudicar as relações contratuais e legais estabelecidas para as concessões de geração hidrelétrica, forçando a mudança da lei pelo Executivo e pelo Congresso, como forma de contornar o mau funcionamento do mercado de energia elétrica. As numerosas interações verificadas entre os múltiplos atores envolvidos nesse evento regulatório ilustram uma complexa rede de relações principal-agente, consoante Alston et al. (2018).

Outro problema da intensa atuação do Judiciário no Brasil é o esvaziamento do poder das agências reguladoras em fazer cumprir as regras estabelecidas para os setores regulados, haja vista que pelo princípio da inafastabilidade da jurisdição os agentes podem recorrer à Justiça sem que a questão tenha sido esgotada na esfera administrativa. A esse respeito, é interessante destacar a sugestão de Kelman (2009) de criação de varas especializadas em assuntos de natureza regulatória, visando diminuir a pressão sobre o Judiciário e dar maior velocidade e precisão às decisões. A CCEE, por sua vez, tem buscado uma aproximação com o Judiciário por meio da promoção de cursos para a magistratura sobre as questões relacionadas ao setor elétrico, disseminando o conhecimento sobre esse setor regulado e suas particularidades, em uma iniciativa que visa evitar a judicialização dos conflitos do mercado.

O Ministério Público ou o TCU teriam o poder de provocar uma discussão visando uma eventual revisão da questão, mas não atuaram nesse sentido. Ao final da tramitação da MP no Congresso e sua conversão em lei, a ANEEL regulou a medida adotando uma solução para o cálculo dos prêmios de risco que se assemelha a um menu de contratos, em que são colocados à disposição dos empreendedores diferentes parâmetros contratuais para escolha, de forma a aumentar as chances de adesão em um ambiente de informação assimétrica. Merece destaque o fato de a agência ter deixado registrado em diversas ocasiões sua posição no sentido de cumprir as

regras contratuais e legais, além de mostrar que a repactuação retroativa a 2015 traria custos elevados aos consumidores regulados, que podem ser estimados em cerca de R\$ 2,5 bilhões somente em relação ativo regulatório daquele ano, segundo Darwiche (2016).

Ao final do processo de tramitação da medida provisória e sua aprovação, o risco hidrológico foi repactuado e repassado aos consumidores regulados atendidos pelas distribuidoras, por meio do estabelecimento de prêmios de risco a serem pagos pelos geradores, com um período de postergação do pagamento para os geradores que aderiram à repactuação até 15 de janeiro de 2016. Uma possível hipótese para a atuação dos geradores nesse caso pode ser a busca por *rent-seeking* (captura de renda), forçando uma intervenção regulatória de forma a alavancar seus resultados econômico-financeiros, e até mesmo a configuração de risco moral, ao apresentarem uma situação de crise supostamente impossível de ser solucionada, conforme levantado pela própria agência em suas análises. A ANEEL pontua, ainda, o risco de seleção adversa em futuros leilões de energia de empreendimentos hidrelétricos.

Com relação aos consumidores, o comportamento destes pareceu seguir uma das premissas do modelo de Denzau e Munger (1986), segundo a qual os eleitores seriam completamente desinformados em relação ao comportamento dos políticos. Destaca-se no caso ora analisado que, mesmo ao se avaliar detalhadamente as emendas e a tramitação da MP, há dificuldades para se entender como algumas alterações foram promovidas, por exemplo o caso da inclusão do valor de 9,50 R\$/MWh como prêmio de risco na Lei nº 13.203/2015. O consumidor residencial (eleitor) certamente não teria tempo ou disposição para acompanhar um assunto como esse durante toda a tramitação da medida, de forma a tomar conhecimento das alterações que estavam sendo promovidas na legislação, ainda que as mesmas tivessem o condão de aumentar os preços de energia elétrica.

Destaca-se que 66% dos agentes escolheu o produto SP100, em que se paga o prêmio de risco de 9,50 R\$/MWh para transferir todo o risco hidrológico, incluindo eventual energia secundária, ao consumidor regulado, fato este que pode estar relacionado ao maior valor de ativo regulatório a ser ressarcido para esse produto (DARWICHE, 2016). Também é interessante notar que este é justamente o valor que foi inserido na tramitação da medida no Congresso e que foi o que teve maior adesão por parte dos geradores, o que permite concluir que a alteração da MP foi bem recebida pelo segmento regulado de geração. O fato desse produto ter maior adesão do que o

P100 é um indicativo de que os agentes não acreditam que haverá energia secundária ao longo do contrato que seja suficiente para compensar a diferença de pagamento entre os dois prêmios, que é de 3,25 R\$/MWh.

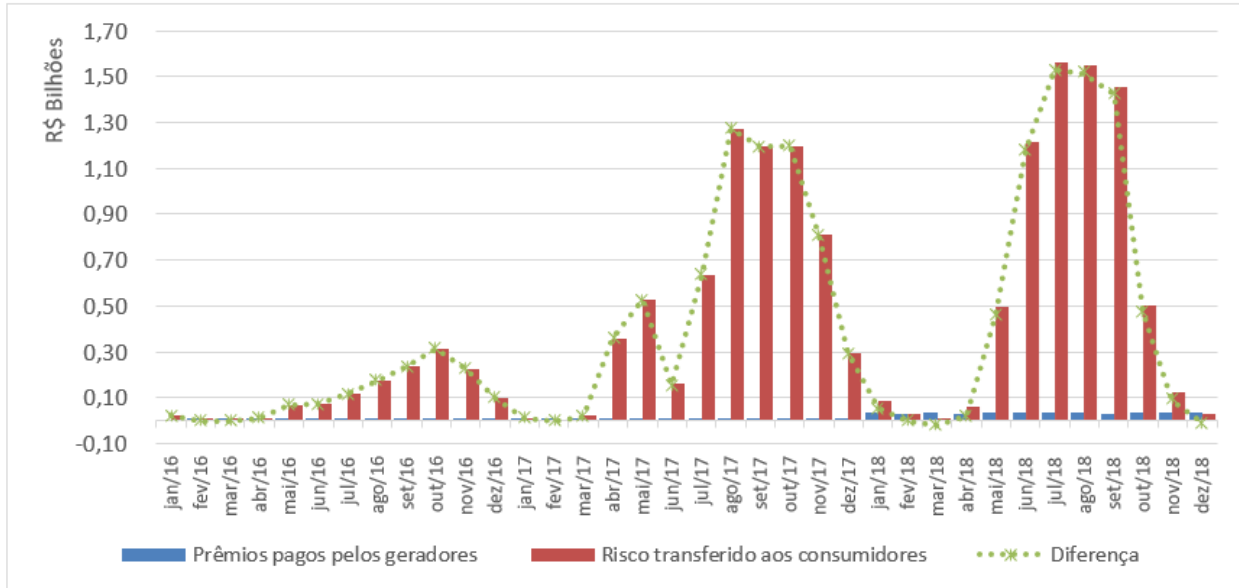
Com relação à agência reguladora, esta buscou equilibrar as posições entre o mercado (geradores), o governo e os consumidores, assegurar o cumprimento das regras estabelecidas nos contratos e na legislação anterior, de forma a não repassar os riscos aos consumidores sem uma contrapartida. Quando foi obrigada a regular a medida em virtude da nova lei, buscou uma solução que garantisse a maior adesão à repactuação.

Em relação ao impacto da medida, verifica-se que além dos R\$ 2,5 bilhões de ativo regulatório, os quais foram convertidos em postergação do início do pagamento do prêmio de risco ou prorrogação da concessão, cerca de R\$ 14,97 bilhões negativos<sup>11</sup> foram contabilizados a título de repasse do efeito do risco hidrológico com as repactuações no ACR nos anos de 2016 a 2018, de acordo com informações enviadas pela ANEEL em resposta à solicitação via LAI. Já os prêmios de risco pagos pelos geradores foram de apenas R\$ 433,3 milhões no mesmo período (em valores atualizados pelo IPCA até dezembro/2018). A diferença entre esses valores equivale a R\$ 14,53 bilhões negativos, representando um elevado impacto aos consumidores regulados.

A figura a seguir mostra o histórico de prêmios pagos pelos geradores vis-à-vis o risco repassado aos consumidores regulados, podendo-se verificar a elevada diferença entre esses valores em boa parte dos meses no período de 2016 a 2018. As diferenças variam conforme a combinação do comportamento das variáveis PLD e GSF ao longo de cada ano do histórico. A título de ilustração do significativo impacto da repactuação para o segmento consumo, verifica-se que em apenas um mês, qual seja julho de 2018, a diferença entre a soma dos prêmios pagos pelos geradores e o custo absorvido a título de risco hidrológico pela CCBRT, que é repassado aos consumidores regulados, superou R\$ 1,5 bilhão.

---

<sup>11</sup> Resultado da soma dos valores verificados de janeiro/2016 a dezembro/2018, atualizados pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA até dezembro/2018.



**Figura 9 – Prêmios pagos pelos geradores e risco transferido aos consumidores regulados – dados atualizados pelo IPCA até dezembro/2018**

Fonte: Elaboração própria a partir de informações disponibilizadas pela ANEEL via LAI

De acordo com a Reuters (2018), a ANEEL tem se posicionado no sentido de que não é possível avaliar o resultado do equilíbrio entre risco/retorno na repactuação do risco hidrológico, haja vista que o acordo com os geradores envolveria prazos médios de 25 anos para pagamento dos prêmios de risco no futuro. Ressalta-se que a partir da planilha intitulada “Data de início e término do pagamento do prêmio de risco dos Termos de Repactuação”, disponibilizada pela CCEE em seu sítio eletrônico, foi calculado um prazo médio de 14,4 anos de cessão do risco e 9,6 anos de pagamento dos prêmios, diferindo dos valores que teriam sido utilizados pela ANEEL nas simulações e cálculo dos prêmios.

Além disso, existe a possibilidade de que os prêmios não estejam bem calibrados, haja vista as grandes diferenças entre os valores pagos pelos geradores e o custo assumido pelos consumidores regulados, ao menos até 2018, conforme indicado na figura 9.

Machado e Bhagwat (2019) concluíram que a atual abordagem de prêmios de risco gera uma transferência significativa de riqueza dos consumidores para os geradores, indicando a possibilidade de seu aprimoramento. Por outro lado, esses autores entendem que a sistemática de repactuação por meio de prêmios de risco pode levar a uma melhoria geral no bem-estar do sistema em comparação ao antigo MRE, se um critério de bem-estar equivalente (ou seja, os mesmos

resultados esperados para geradores e consumidores) for definido como uma meta a ser atingida. Isso porque, de acordo com esses autores, o MRE tem custos de *hedge* mais altos e, assim, a repactuação poderia levar a uma solução de compromisso em que as reduções no bem-estar individual possivelmente propiciariam um melhor arranjo de mercado, beneficiando consumidores e geradores no final.

Para 2019, a CCEE estima em R\$ 17 bilhões o impacto do risco hidrológico para os consumidores regulados, incluindo as usinas renovadas nos termos da Lei nº 12.783/2013 e a usina de Itaipu. Se considerarmos a mesma proporção verificada no período de agosto/2017 a julho/2018 do custo decorrente da repactuação em relação ao custo total do risco hidrológico, conforme dados de apresentação da CCEE (2018) no 1º Seminário SEFEL, temos que o repasse dos efeitos do risco hidrológico em 2019 decorrentes da MP nº 688/2015 poderá alcançar mais R\$ 6,6 bilhões.

Realizando uma simulação com os dados da planilha da CCEE, tem-se que o pagamento total de prêmio de risco ao longo dos contratos de repactuação pode ser estimado em R\$ 17,96 bilhões (atualizando os valores de janeiro/2015 para dezembro/2018 pelo IPCA), resultado da multiplicação dos montantes de energia repactuados (em MW médios) pelos valores dos prêmios de risco (em R\$/MWh) e número de horas dos anos em que os mesmos serão pagos, sem considerar o efeito da taxa de desconto para fins de simplificação.

Ao se considerar a mesma taxa de desconto de 9,63% utilizada pela ANEEL e o ano de 2015 como o período inicial da análise, a realização de simulações para os contratos de repactuação de uma amostra de 15 usinas<sup>12</sup> indica que o valor presente a ser pago para repactuar o risco hidrológico dessas usinas é de R\$ 4,53 bilhões (valores referenciados a dezembro/2018), cerca de 29,3% do valor total dos prêmios de risco que serão pagos ao longo dos contratos dessas mesmas 15 usinas, que é de R\$ 15,47 bilhões (referência: dezembro/2018).

Se considerado esse mesmo percentual de 29,3% sobre o valor total dos prêmios de todas as usinas (que é de R\$ 17,96 bilhões, referenciado a dezembro/2018), tem-se que o valor a ser pago

---

<sup>12</sup> Usinas com os 15 maiores resultados de multiplicação dos montantes de energia repactuados pelos valores dos respectivos prêmios de risco e número de horas dos anos em que os mesmos serão pagos, equivalendo a R\$ 15,47 bilhões (valores atualizados de janeiro/2015 para dezembro/2018 pelo IPCA) ou 86,1% do valor dos prêmios de risco a serem pagos por todas usinas ao longo dos contratos, que é de R\$ 17,96 bilhões, também atualizado para dezembro/2018. As usinas são as seguintes: Belo Monte, Santo Antônio, Jirau, Teles Pires, Simplício, Sinop, Porto Primavera, São Manoel, Mauá, Serra do Facão, Foz do Chapecó, Irapé, Barra Grande, Manso e Balbina.

pelos geradores ao longo de todos os contratos para transferência do risco hidrológico equivale a aproximadamente R\$ 5,26 bilhões em termos de valor presente, montante bastante inferior ao custo do risco hidrológico repassado aos consumidores regulados via CCBRT em decorrência da repactuação, o qual que totaliza R\$ 14,97 bilhões em de 2016 a 2018.

Essas simulações indicam que, caso nos próximos anos o resultado econômico do montante de risco hidrológico transferido (incluindo eventual energia secundária) não seja capaz de compensar a diferença entre o montante de risco hidrológico já assumido pelos consumidores regulados (R\$ 14,97 bilhões) e o valor dos prêmios de risco a serem pagos pelos geradores ao longo dos contratos em termos de valor presente (R\$ 5,26 bilhões), a repactuação terá beneficiado os geradores em prejuízo dos consumidores atendidos pelas distribuidoras.

Em razão da previsão do custo decorrente da repactuação do risco hidrológico para 2019 ser bastante elevada (R\$ 6,6 bilhões), conforme mostrado anteriormente, e considerando ainda o fato de a energia secundária ser valorada geralmente ao PLD de momentos hidrológicos favoráveis e, portanto, mais baixos, entende-se que há uma probabilidade maior de a repactuação ter beneficiado os geradores em detrimento dos consumidores regulados, e não o contrário. No entanto, não foi possível realizar simulações com os modelos Newave e Decomp, de forma a obter maior segurança para a conclusão do impacto futuro da medida, o que é uma limitação deste trabalho.

Conforme já destacado acima, as liminares foram uma importante regra do jogo utilizada pelos geradores para que os mesmos conseguissem uma alteração legal-regulatória que lhes beneficiasse, sendo o Judiciário um ator chave nesse processo. A atuação quase coordenada dos geradores, com diversas liminares sendo obtidas por diferentes agentes ao mesmo tempo, também foi um elemento crucial para catalisar a mudança na legislação, haja vista os riscos que essa situação trouxe para a continuidade do funcionamento do mercado de energia elétrica, forçando a solução por meio de medida provisória.

Com relação aos possíveis cenários do que pode acontecer no futuro, cabe destacar que os geradores ainda possuem liminares referentes ao risco hidrológico dos contratos firmados no mercado livre, sem que se tenha chegado a uma solução para o problema, haja vista que estes não aceitaram as condições propostas na MP nº 688/2015 para o encerramento das disputas judiciais.

A CCEE tem buscado a promoção de diálogo com as diversas instâncias que podem atuar



sobre o problema, tanto os agentes do mercado quanto órgãos que atuam no setor, alertando que além de resolver o passivo do GSF é fundamental revisar o MRE para evitar que os déficits continuem registrando valores elevados.

Em relação a boas práticas sobre alocação de riscos em contratos de concessão, destaca-se que os riscos devem ser alocados de forma justa e de maneira a otimizar os incentivos, mas também de uma maneira que permita ao empreendedor assumir riscos e identificar os riscos que são capazes de se estimar (BALDWIN, CAVE e LODGE, 2011).

Diante dessas ponderações, entende-se que o MRE precisará ser revisitado de forma a aperfeiçoar o seu funcionamento em termos de alocação de riscos e aumento da previsibilidade da geração alocada às usinas hidrelétricas frente a evolução da nossa matriz elétrica, além de encontrar-se uma solução para o fim da judicialização do GSF no mercado livre, quer via projeto de lei que tramita no Congresso ou por meio das instâncias superiores da própria Justiça.

## **CONCLUSÃO**

O risco hidrológico e seu efeito financeiro sobre os geradores é um tema que ocupou, e ainda ocupa, grande parte da agenda do setor elétrico. Em relação a atuação dos grupos de interesse, merece destaque a ação de forma coordenada dos geradores pela via do Judiciário, em uma estratégia que acabou por forçar a alteração da legislação com a repactuação do risco hidrológico, o qual foi repassado para os consumidores regulados mediante contrapartida.

Como ressaltado na análise empreendida ao longo deste trabalho, as liminares foram a principal instituição (regra do jogo) da qual se valeram os empreendedores para que seus pleitos fossem atendidos na arena regulatória. As diversas interações entre os agentes do setor, a ANEEL, o Executivo, o Congresso e as instâncias do Judiciário indicam a existência de uma complexa rede de relações principal-agente, conforme sugerido por Alston et al. (2018).

O Judiciário, nesse ponto, mostrou-se um ator fundamental para o resultado alcançado pelos geradores, haja vista o impacto que as liminares tiveram sobre o funcionamento do mercado de energia elétrica, inclusive com o atraso de liquidações financeiras das operações do mercado de curto prazo, tornando necessária uma alteração legal para a desistência das ações judiciais.

Essa situação forçou o Executivo a alterar as regras e permitir o repasse do risco aos consumidores regulados, mediante uma contrapartida na forma de prêmios de risco. Em resumo, os consumidores passaram a funcionar como uma seguradora, ao assumir o risco hidrológico mediante o recebimento de prêmios pagos pelos geradores. No caso analisado, não se identificou a realização de análises de impacto regulatório desde os estágios iniciais da formulação da proposta de alteração legislativa e regulatória, visando considerar outros meios de regulação e identificar os *trade-offs* de diferentes abordagens, o que contraria boas práticas emanadas da OCDE.

Os ministérios setoriais também precisam reforçar sua capacidade de gestão e domínio de conhecimentos quantitativos visando desenvolver políticas e diretrizes setoriais com sólidas bases técnicas (OCDE, 2008). Nesse sentido, a OCDE advoga a abordagem de “governo como um todo” na política regulatória (OCDE, 2012), não se restringindo a adoção de análises de impacto regulatório apenas pelas agências reguladoras. Essas são importantes recomendações a serem adotadas pelo governo em futuras alterações do marco regulatório do setor elétrico.

Algumas alterações foram promovidas na MP durante a sua tramitação no Congresso Nacional, no entanto, de maneira não muito clara foi inserido um comando que estabelece o valor do prêmio de risco a ser pago pelos geradores, o que pela MP enviada pelo Executivo deveria ser feito pela ANEEL. Verificou-se, ainda, que o custo do risco hidrológico transferido aos consumidores regulados de 2016 a 2018 foi de expressivos R\$ 14,97 bilhões. Se não fosse a alteração regulatória promovida pela MP nº 688/2015, esse custo deveria ser arcado pelos geradores. Por outro lado, o prêmio de risco que já foi pago pelos geradores nesse mesmo período totaliza apenas R\$ 433,25 milhões.

A agência reguladora, ao final, regulou a medida e estabeleceu uma série de prêmios para diferentes percentuais de risco transferido ao consumidor regulado, com o valor de 9,50 R\$/MWh – definido em lei por meio de alteração no Congresso – representando o prêmio de um dos produtos, o SP100, que acabou por ser o mais escolhido pelos geradores. Destaca-se que houve ampla adesão à repactuação do risco hidrológico no mercado regulado, resultado para o qual a forma utilizada pela ANEEL para regular a medida pode ter contribuído, ao estabelecer um menu de contratos de maneira similar ao indicado por Laffont (1994) e, assim, contribuir para a adesão do maior número de agentes com a consequente desistência das ações judiciais. Em relação ao mercado livre, não houve adesão à proposta apresentada pelo governo e a judicialização da questão continua até o

momento.

A criação de varas especializadas em assuntos de natureza regulatória, conforme sugerido por Kelman (2009), poderia contribuir para dar maior precisão e velocidade às decisões do Judiciário e mitigar o impacto negativo de liminares sobre o funcionamento dos mercados regulados, como no caso da judicialização do risco hidrológico. No entanto, são necessários mais estudos acerca da viabilidade de implementação dessa medida, de forma a quantificar o real custo-benefício da alteração da estrutura atual existente no âmbito do Judiciário.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALSTON, E.; ALSTON, L. J.; MUELLER, B.; NONNENMACHER, T. **Institutional and Organizational Analysis: Concepts and Applications (New Approaches to Economic and Social History)**. Cambridge University Press, 2018.

ANEEL. **ANEEL estabelece os critérios de repactuação de risco hidrológico por geradores**. Brasília, 2015. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/seguranca-de-barragens/-/asset\\_publisher/hdISBQAbtk6A/content/aneel-estabelece-os-criterios-de-repactuacao-de-risco-hidrologico-por-geradores/656877?inheritRedirect=false](http://www.aneel.gov.br/seguranca-de-barragens/-/asset_publisher/hdISBQAbtk6A/content/aneel-estabelece-os-criterios-de-repactuacao-de-risco-hidrologico-por-geradores/656877?inheritRedirect=false)>. Acesso em: 10 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. **Banco de Informações da Geração – BIG**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>>. Acesso em: 31 dez. 2018.

\_\_\_\_\_. **Custo Marginal de Operação – CMO**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/busca?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_struts\\_action=%2Fasset\\_publisher%2Fview\\_content&\\_101\\_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&\\_101\\_assetEntryId=15047495&\\_101\\_type=content&\\_101\\_groupId=656835&\\_101\\_urlTitle=custo-marginal-de-operacao-cmo&inheritRedirect=true](http://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%2Fasset_publisher%2Fview_content&_101_returnToFullPageURL=%2Fweb%2Fguest%2Fbusca&_101_assetEntryId=15047495&_101_type=content&_101_groupId=656835&_101_urlTitle=custo-marginal-de-operacao-cmo&inheritRedirect=true)>. Acesso em: 05 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. **GSF Aspectos Regulatórios**. Apresentação na 37ª Audiência Pública, Extraordinária, da Comissão de Serviços de Infraestrutura do Senado Federal. Brasília, 21 nov. 2017. Disponível em: <<http://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento/download/6e3a2b6f-6723-4140-926a-b09a04a49d87>>. Acesso em: 10 abr. 2019.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 038/2015-SRG-SRM/ANEEL, de 19/05/2015**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt\\_038\\_-\\_srg\\_srm\\_deslocamento\\_do\\_mre-srm\\_final-18-5-2015-r2.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/documento/nt_038_-_srg_srm_deslocamento_do_mre-srm_final-18-5-2015-r2.pdf)>. Acesso em: 01 fev. 2018.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 134/2015-SRM/SRG/ANEEL, de 05/08/2015**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/resultado/nt\\_134\\_2015-gsf-analise\\_dos\\_pleitos\\_dos\\_geradores.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/resultado/nt_134_2015-gsf-analise_dos_pleitos_dos_geradores.pdf)>. Acesso em: 01 fev. 2018.

\_\_\_\_\_. **Nota Técnica nº 238/2015-SRM-SRG/ANEEL, de 29/10/2015.** Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/resultado/nt\\_238\\_2015-srm-srg\\_rev2.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/resultado/nt_238_2015-srm-srg_rev2.pdf)>. Acesso em: 01 fev. 2018.

\_\_\_\_\_. **Resolução Normativa nº 684, de 11 de dezembro de 2015.** Estabelece os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica por agentes participantes do Mecanismo de Realocação de Energia. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/resultado/48500.006210-2014-19\\_resolucao.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/032/resultado/48500.006210-2014-19_resolucao.pdf)>. Acesso em: 10 jan. 2019.

BALDWIN, Robert; CAVE, Martin; LODGE, Martin. **Understanding Regulation.** Oxford University Press 2011.

BECKER, G. S. **A theory of competition among pressure groups for political influence.** Quarterly Journal of Economics 98(3): 371-400, 1983.

BITENCOURT, R. **Governo sanciona lei sobre risco hidrológico e bônus de outorga.** Valor Econômico, Brasília, 09 dez. 2015. Disponível em: <https://www.valor.com.br/empresas/4349174/governo-sanciona-lei-sobre-risco-hidrologico-e-bonus-de-outorga>. Acesso em: 01 fev. 2019.

BORN, P. H.; ALMEIDA, A. A. **Mudanças estruturais no setor elétrico: formação e regulação de preços.** Revista de la CIER, Año VII, n. 26, dez. 1998. Disponível em: <<http://www.nuca.ie.ufrj.br/livro/estudos/born.doc>>. Acesso em: 05 jan. 2019.

BRASIL. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998.** Altera dispositivos das Leis nº 3.890-A, de 25 de abril de 1961, nº 8.666, de 21 de junho de 1993, nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995, nº 9.074, de 7 de julho de 1995, nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e autoriza o Poder Executivo a promover a reestruturação das Centrais Elétricas Brasileiras - ELETROBRÁS e de suas subsidiárias e dá outras providências, 1998. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/L9648cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9648cons.htm)>. Acesso em: 20 dez. 2018.

\_\_\_\_\_. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Decreto nº 3.653, de 7 de novembro de 2000.** Altera dispositivos do Decreto nº 62.724, de 17 de maio de 1968, que estabelece normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, e do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, que regulamenta o Mercado Atacadista de Energia Elétrica, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico, de que trata a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e dá outras providências, 2000. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/decreto/D3653.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D3653.htm)>. Acesso em: 05 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.** Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências, 2004. Disponível em: <[https://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm](https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.847.htm)>. Acesso em: 05 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nºs 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631,

de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências, 2004. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848.htm)>. Acesso em: 05 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015.** Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei nº 12.783, 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, 2015. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Mpv/mpv688.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Mpv/mpv688.htm)>. Acesso em: 05 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015.** Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica; institui a bonificação pela outorga; e altera as Leis nºs 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, que disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica, 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética, 9.991, de 24 de julho de 2000, que dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, e 11.488, de 15 de junho de 2007, que equipara a autoprodutor o consumidor que atenda a requisitos que especifica, 2015. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2015-2018/2015/Lei/L13203.htm)>. Acesso em: 05 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA. **Lei nº 13.360, de 17 de novembro de 2016.** Altera a Lei nº 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 7.990, de 28 de dezembro de 1989, a Lei nº 9.491, de 9 de setembro de 1997, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.767, de 27 de dezembro de 2012, a Lei nº 13.334, de 13 de setembro de 2016, a Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, a Lei nº 11.909, de 4 de março de 2009, e a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015; e dá outras providências, 2016. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm)>. Acesso em: 05 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. SENADO FEDERAL. **Senado aprova a MP 688, que trata do setor hidrelétrico.** Brasília, 24 de novembro de 2015. Disponível em: <<http://www.senado.leg.br/noticias/TV/Video.asp?v=424915>> Acesso em: 25 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. SENADO FEDERAL. Consultoria de Orçamentos, Fiscalização e Controle – CONORF. **Nota Técnica de Adequação Orçamentária e Financeira nº 26, de 26/08/2015.** Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=4495170&ts=1543012932857&disposition=inline>>. Acesso em: 05 jan. 2019.

\_\_\_\_\_. CONGRESSO NACIONAL. COMISSÃO MISTA, sobre a Medida Provisória (MPV) nº 688, de 18 de agosto de 2015. **Parecer nº 92, de 2015 - CN, de 04/11/2015.** Disponível em: <<https://legis.senado.leg.br/sdleg-getter/documento?dm=4495251&ts=1543012933518&disposition=inline>>. Acesso em: 05 jan. 2019.

BRITO, M. C. T. de. **Análise da Repactuação do Risco Hidrológico das Usinas Hidrelétricas Participantes do Mecanismo de Realocação de Energia.** Dissertação de mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2016.

CCEE. **CO – Suspensão dos créditos da Liquidação Financeira do MCP – set/15.** São Paulo, 09 nov. 2015. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe\\_comunicado?contentId=CCEE\\_359392&\\_afLoop=757030572793140&\\_adf.ctrl-state=bmxowcz1y\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D757030572793140%26contentId%3DCCEE\\_359392%26\\_adf.ctrl-state%3Dbmxowcz1y\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/comunicados/detalhe_comunicado?contentId=CCEE_359392&_afLoop=757030572793140&_adf.ctrl-state=bmxowcz1y_1#!%40%40%3F_afLoop%3D757030572793140%26contentId%3DCCEE_359392%26_adf.ctrl-state%3Dbmxowcz1y_5)>. Acesso em: 13 abr. 2019.

\_\_\_\_\_. **Datas de início e término do pagamento do prêmio de risco dos Termos de Repactuação.** Planilha com dados atualizados em 13 mar. 2019. Disponível em: <[http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/ccee\\_376236](http://www.ccee.org.br/ccee/documentos/ccee_376236)>. Acesso em: 15 mar. 2019.

\_\_\_\_\_. **Gestão do Risco Hidrológico.** Apresentação no 1º Seminário SEFEL – Ministério da Fazenda “AGENDA DE GOVERNO NO SETOR DE ENERGIA - Aspectos regulatórios e concorrenciais”. Brasília, 18 set. 2018. Disponível em: <<http://www.fazenda.gov.br/centrais-de-conteudos/apresentacoes/arquivos/2018/gestao-do-risco-hidrologico-18-09-2018>>. Acesso em: 01 fev. 2019.

\_\_\_\_\_. **PLD médio sobe para R\$ 293/MWh.** São Paulo, 26 jun. 2019. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE\\_646113&\\_adf.ctrl-state=tdm1egf2y\\_92&\\_afLoop=318039147047515#!](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/noticias-opiniao/noticias/noticia leitura?contentid=CCEE_646113&_adf.ctrl-state=tdm1egf2y_92&_afLoop=318039147047515#!)>. Acesso em: 26 fev. 2019.

\_\_\_\_\_. **Regras de Comercialização.** São Paulo, jan. 2019. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos\\_menu\\_lateral/regras?\\_afLoop=653374069827541&\\_adf.ctrl-state=uiauj9rg\\_1#!%40%40%3F\\_afLoop%3D653374069827541%26\\_adf.ctrl-state%3Duiauj9rg\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/regras?_afLoop=653374069827541&_adf.ctrl-state=uiauj9rg_1#!%40%40%3F_afLoop%3D653374069827541%26_adf.ctrl-state%3Duiauj9rg_5)>. Acesso em: 01 fev. 2019.

CEPEL. **NEWAVE - Modelo de Planejamento da Operação de Sistemas Hidrotérmicos Interligados de Longo e Médio Prazo**. Disponível em: <<http://www.cepel.br/produtos/newave-modelo-de-planejamento-da-operacao-de-sistemas-hidrotermicos-interligados-de-longo-e-medio-prazo.htm>>. Acesso em: 05 jan. 2019.

CNPE. **Resolução nº 3, de 6 de março de 2013**. Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências, 2013. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139163/Resoluxo\\_CNPE\\_Nx\\_3\\_2013\\_NR.pdf/a6476730-0c23-4a59-8a87-881f7c6d895b](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139163/Resoluxo_CNPE_Nx_3_2013_NR.pdf/a6476730-0c23-4a59-8a87-881f7c6d895b)>. Acesso em: 05 jan. 2019.

CORREA, P.; PEREIRA, C.; MUELLER, B.; MELO, M. **Regulatory Governance in Brazilian Infrastructure Industries: Assessment and Measurement of Brazilian Regulators**. Washington: The World Bank Press, 2006.

COSTA, L. **Empresas de geração obtêm liminares e acirram guerra judicial contra déficit hídrico**. Reuters, São Paulo, 2 jul. 2015. Disponível em: <<https://br.reuters.com/article/topNews/idBRKCN0PC1P920150702>>. Acesso em: 01 fev. 2019.

COSTA, L. **ANÁLISE - Acordo de 2015 sobre risco hidrológico em energia já custa bilhões ao consumidor**. Reuters, São Paulo, 8 ago. 2018. Disponível em: <<https://br.reuters.com/article/businessNews/idBRKBN1KT2L6-OBRBS>>. Acesso em: 01 fev. 2019.

DARWICHE, T. J. **Déficit da geração hídrica e a repactuação do risco hidrológico no setor elétrico brasileiro: uma análise sob a perspectiva da teoria dos grupos de interesse**. Dissertação de mestrado. São Paulo: USP, 2016.

DENZAU, A. T.; M. C. MUNGER. 1986. **Legislators and Interest Groups: How Unorganized Interests Get Represented**. American Political Science Review 80(1): 89–106.

DUTRA, J.; KAERCHER, G.; AMORIM, L. **O mosaico do risco hidrológico e seus impactos no mercado**. Valor Econômico. Rio de Janeiro, 20 de outubro de 2017. Disponível em: <<https://www.valor.com.br/colunistas/Joisa%20Dutra,%20Gustavo%20Kaercher%20e%20L%20C3%20ADvia%20Amorim>>. Acesso em: 05 jan. 2019.

JOSKOW, P. L.; NOLL, R. C. **Regulation in theory and practice: an overview**. In: FROMM, Gary. Studies in public regulation. Cambridge, Mass.: The MIT Press, 1981.

KELMAN, J. **Desafios do Regulador**. Rio de Janeiro: Synergia Editora e Centro de Estudos Econômicos do Setor Elétrico, 2009. 291 p.

LAFFONT, J. J. **The new economics of regulation ten years after**. In: Econometrica 62(3): 507-538, 1994.

LEVY, B.; SPILLER, P. **The Institutional Foundations of Regulatory Commitment: A Comparative Analysis of Telecommunications Regulation**. Journal of Law, Economics and Organization, 10: 201–46, 1994.

MACHADO, B. G. F.; BHAGWAT, P. **Assessment of the current regulatory framework for hydropower remuneration in Brazil**. European University Institute, v. 12, p. 1-42, 2019.

MUELLER, B. **Regulação, Informação e Política: Uma Resenha da Teoria Política Positiva da Regulação**. Revista Brasileira de Economia de Empresas, Vol.1, nº 1: 9-29, 2001.

MUELLER, B.; PEREIRA, C. **Uma Teoria da Preponderância do Poder Executivo: O sistema de comissões no Legislativo brasileiro**. Revista Brasileira de Ciências Sociais, Vol. 15, n.45, 2001.

NORTH, D. C. **Institutions, Institutional Change, and Economic Performance**. New York, NY: Cambridge University Press, 1990.

NORTH, D. C. **Institutions and Economic Theory**. The American Economist, Vol. XXXVI, Nº. 1, Spring: 3-6, 1992.

NUNES, André. **A Economia da Regulação e a Teoria Política Positiva: Uma Análise da Regulação das Empresas de Assistência Médica no Brasil**. Revista Brasileira de Economia de Empresas, v. 2, p. 51-60, 2002.

OLSON, M., **The Logic of Collective Action: Public Goods and the Theory of Groups**. Harvard University Press, 1965.

ONS. **Plano da Operação Energética 2016/2020 – Sumário Executivo**. Rio de Janeiro. 2016. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN2016\\_SumarioExecutivo.pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/PEN2016_SumarioExecutivo.pdf)>. Acesso em: 15 dez. 2018.

\_\_\_\_\_. **Resultados da Operação**. Rio de Janeiro. 2018. Disponível em: <[http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia\\_armazenada.aspx](http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/energia_armazenada.aspx)>. Acesso em: 15 dez. 2018.

OCDE. **Relatório sobre a Reforma Regulatória**. Brasil: fortalecendo a governança regulatória. Paris/Brasília: OCDE/Presidência da República, 2008.

\_\_\_\_\_. **Recomendação do Conselho sobre Política Regulatória e Governança**. Comitê de Política Regulatória. Paris: OCDE, 2012.

PELTZMAN, S. **Towards a More General Theory of Regulation**. Journal of Law and Economics, v.19, p. 211-240, 1976.

PEREIRA, C.; MUELLER, B. **Uma Teoria da Preponderância do Poder Executivo: O Sistema de Comissões no Legislativo Brasileiro**. Revista Brasileira de Ciências Sociais, 15 (43): 45-67, 2000.

POSNER, R. **Theories of Economic Regulation**. Bell Journal of Economics, 5: 335-358, 1974.



SPILLER, P. T.; STEIN, E. H.; TOMMASI, M.; SCARTASCINI, C. **Policymaking in Latin America: How Politics Shapes Policies**. Harvard University Press, 2008.

SPILLER, P. T.; STEIN, E. H.; TOMMASI, M. **Political Institutions, Policymaking Processes, and Policy Outcomes: an intertemporal transactions framework**. Inter-American Development Bank, 2003.

STIGLER, G. J. **The Theory of Economic Regulation**. Bell Journal of Economics, v. 2, 3-21, 1971.

TOLMASQUIM, M. T. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Rio de Janeiro: Synergia Editora, 2ª edição, 2015. 310 p.