

## GARANTIA DE SUPRIMENTO NA TERCEIRA REFORMA REGULATÓRIA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

Tiago de Barros Correia<sup>1</sup>

Natália Addas Porto<sup>1</sup>

Paulo de Barros Correia<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Rege Consultoria

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.638

### RESUMO

Esse artigo apresenta uma alternativa regulatória para assegurar a garantia de suprimento e a adequação dos recursos de potência e energia por meio da aquisição de reserva de capacidade e de energia de reserva através de contratos de Opção de Confiabilidade. A proposta elaborada considera falhas típicas de mercados de energia elétrica que podem conduzir ao problema de *missing money* e a tendência de evolução da matriz elétrica brasileira. Adicionalmente, é realizada uma breve revisão das reformas regulatórias recentes, buscando preservar os avanços alcançados e mitigar o risco de arrependimento. Finalmente, a alternativa descrita é aderente aos princípios e objetivos presentes no debate de modernização do setor elétrico conduzido pelo Ministério de Minas e Energia e com os dispositivos recentemente aprovados pela Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, e ao debate no Congresso Nacional no âmbito do Projeto de Lei nº 414/2021. Sendo assim, espera-se que o presente artigo contribua para o debate nacional acerca da modernização do setor elétrico, oferecendo uma melhor compreensão sobre a conjuntura regulatória atual e a possibilidade de superação dos desafios identificados.

Palavras-chave: Regulação, Geração, Mecanismos de Capacidade, Opção de Confiabilidade, *Missing money*, Garantia de Suprimento.

### ABSTRACT

This paper presents a regulatory alternative to ensure the guarantee of supply and the resource adequacy of power and energy by acquiring reserve of capacity and reserve of energy through Reliability Option Contracts. The proposal considers typical flaws in electricity markets that can lead to the missing money problem and the Brazilian electric supply mix's evolution trend. Additionally, a brief review of recent regula-

tory reforms is performed, seeking to preserve the advances achieved and mitigate the risk of regret. The described alternative is adherent to the principles and objectives present in the debate of modernization of the electricity sector conducted by the Ministry of Mines and Energy and with the provisions recently approved by Law 14,120, of March 1, 2021, under discussion in Congress in the scope of Bill 414/2021. Thus, this article contributes to the national debate about the modernization of the electricity sector, offering a better understanding of the current regulatory situation and the possibility of overcoming the challenges identified.

Keywords: Regulation, Generation, Capacity Mechanisms, Reliability Option, Missing Money, Guarantee of Supply.

## 1. INTRODUÇÃO

O Brasil atravessa hoje um momento de intenso debate sobre o futuro do setor de energia elétrica nacional e a emergência de um novo modelo regulatório que seja capaz de resolver os desafios criados pela maior penetração de fontes de Geração Renováveis Variáveis (GRV).

Trata-se do processo de modernização do setor elétrico inaugurado em pelo Ministério de Minas e Energia (MME) por meio da Consulta Pública nº 21, de 5 de outubro de 2016, e da Consulta Pública nº 33, em 5 de julho de 2017, e aprofundado por meio da criação do Grupo de Trabalho – GT Modernização pela Portaria MME nº 187, de 4 de abril de 2019, que visa detalhar propostas para a terceira reforma regulatória do setor elétrico brasileiro com base em 6 principais objetivos, ilustrados pela Figura 1.



Figura 1 - Objetivos da modernização do setor elétrico brasileiro

Além da análise de inserção de novas tecnologias, abertura de mercado, modelos de mercado e de formação de preço, tem-se discutido alternativas capazes de prover segurança e confiabilidade ao sistema elétrico, ou seja, busca-se o fornecimento de energia firme e garantia ao atendimento à demanda de pico frente ao crescimento de mercado e a inserção de fontes intermitentes para os próximos anos. Assim, especificamente em relação ao Objetivo 4 - Garantir a segurança do suprimento, existe grande expectativa de aprimoramentos relevantes nos mecanismos de contratação e definição de produtos. Essa temática é particularmente importante pois, como demonstrado pelo racionamento de energia de 2001, falhas de mercados e de regulação podem fazer com que o mercado de energia elétrica não assegure a adequação dos recursos necessários para a segurança do suprimento.

Nesse sentido, pontua-se que, para que o sistema elétrico seja operado sem violação das restrições operativas de frequência e tensão, a geração de energia elétrica deve equilibrar a carga acrescida das perdas em tempo real. Para tanto, é preciso que haja alguma reserva de capacidade de geração, uma vez que a carga e a geração são variáveis e sazonais. Todavia, dada algumas características da energia elétrica, não há garantia de remuneração adequada para empreendimentos que produzam energia elétrica somente em situações fortuitas, quando outras fontes mais baratas não possam ser despachadas.

Primeiro, a demanda é pouco elástica ao preço. Em outros mercados de *commodities*, se a oferta for escassa, o preço subiria e a demanda diminuiria até o mercado se compensar. Mas, nos mercados de eletricidade, os consumidores são muitas vezes incapazes de reduzir a procura além de um determinado patamar. Como consequência, pode haver situações em que, mesmo com preço em patamares muito elevados que refletem a escassez de geração, a demanda não é reduzida no montante e na velocidade necessários (GONZÁLEZ-DÍAZ, 2015).

Em segundo lugar, para que o preço de escassez de energia elétrica seja suficiente para sinalizar o investimento necessário para a disponibilização da capacidade de geração marginal, ele terá que ser capaz de recuperar não apenas os custos marginais, mas todo o investimento afundado na implantação e os custos fixos de manutenção, devendo, portanto, alcançar patamares superiores ao custo do *déficit*, valor em que a inércia da demanda seria rompida e a carga preferiria ser cortada à pagar pela energia consumida. Situação que é tratada na literatura como o problema de *missing money* e que é agravada pela adoção de limites superiores para preço da energia como proteção contra o abuso de poder de mercado por geradores (GONZÁLEZ-DÍAZ, 2015).

Em terceiro lugar, a energia elétrica, independentemente da

fonte utilizada para sua produção, é percebida pelos consumidores como um bem homogêneo, que pode ter o gerador substituído sem custos de comutação. Essa característica é fundamental para a existência de mercados competitivos nas atividades de geração e de comercialização de energia elétrica. Todavia, as diferentes tecnologias de geração possuem atributos de energia e potência específicos e não são substitutos perfeitos para efeitos da confiabilidade operativa do sistema (CORREIA et al., 2006).

Assim, a crescente participação de GRV na matriz de geração elétrica brasileira levanta questões sobre a capacidade de o atual modelo regulatório assegurar contratação adequada de recursos de energia e potência e a confiabilidade do suprimento de energia elétrica, motivando o debate pela necessidade de uma terceira reforma regulatória do setor elétrico brasileiro.

Qualquer alteração normativa envolvendo a o desenho do mercado de energia elétrica terá efeito significativo nos modelos de negócios dos geradores e consumidores de energia elétrica, além de produzir impactos no custo final da energia e potência disponibilizadas e, portanto, é de grande interesse para toda a sociedade. Sendo assim, esse artigo busca aperfeiçoar o diagnóstico dos desafios atuais do setor elétrico, a partir da avaliação dos dois processos de reforma regulatórias realizados em 1995 e em 2004, e das alternativas colocadas em debate no processo de modernização do setor elétrico, bem como propor uma solução regulatória alternativa que atenda ao interesse público ao menor custo e risco.

## **2. PERÍODO ESTATAL E PRIMEIRA REFORMA REGULATÓRIA**

O primeiro grande ciclo de expansão da indústria de geração de energia elétrica no Brasil se iniciou em 15 de março de 1948 com a constituição da Companhia Hidro Energética do São Francisco (CHESF), primeira empresa pública de eletricidade brasileira, que em 3 de outubro do mesmo ano, por meio do Decreto nº 19.706, obteve a concessão para exploração do potencial hidrelétrico do trecho do Rio São Francisco entre Juazeiro (BA) e Piranhas (AL) (BRANDI, 2021).

À constituição da CHESF seguiu-se a criação da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), em 22 de maio de 1952, da Companhia Paranaense de Energia (COPEL), em 26 de outubro de 1954, da Central Elétrica de Furnas (FURNAS), em 28 de fevereiro de 1957, e das Centrais Elétricas Brasileiras (ELETROBRAS), em 25 de abril de 1961, consolidando a hegemonia estatal na atividade de geração de energia elétrica brasileira na década de 1960.

O modelo estatal funcionou razoavelmente bem até o segundo

choque do petróleo em 1979 e a alteração da política monetária dos Estados Unidos promovida por Paul Volcker, presidente do Federal Reserve (FED), em 1981, que resultou em um processo profundo e persistente de hiperinflação, acompanhado do controle dos preços e tarifas de energia elétrica (TOLMASQUIM et al., 2020).

Ainda assim, o setor de geração brasileiro continuou expandindo em ritmo acelerado. Entre 1970 e 1980, a capacidade instalada de geração cresceu 237%, com a implantação de 26.219 MW. E no período de 1980 a 1995, a capacidade instalada expandiu 77%, agregando outros 25.650 MW ao sistema.

Todavia, como resultado do controle de preços e da manutenção de ritmo acelerado de investimentos, as empresas estatais perderam a autossuficiência e tornaram-se dependentes de aportes dos controladores estatais. Situação que foi agravada pela implantação da Conta de Resultados a Compensar (CRC) e da Reserva Nacional de Compensação e Remuneração (RENCOR), mecanismos que promovia a compensação de resultados financeiros entre os agentes setoriais e desestimulavam a busca por ganhos de produtividade, já que todos os eventuais excedentes tinham de ser repassados a outras empresas do setor (PIRES & GOLDSTEIN, 2001). Este mecanismo prevaleceu até a aprovação da Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, que promoveu uma mudança radical nas tarifas, liberando os custos setoriais das políticas monetárias de controle da inflação.

Adicionalmente, para restaurar a capacidade financeira das empresas e atrair investimento privado, o governo brasileiro iniciou, no ano de 1995, a primeira reforma regulatória do setor, que adotou as seguintes diretrizes (WORLD BANK GROUP, 2012):

- a. Separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;
- b. Criação de um mercado competitivo de energia elétrica para geradores, comercializadores e consumidores livres;
- c. Criação de uma agência reguladora, de um operador do sistema e de um operador de mercado independentes; e
- d. Privatização das empresas estatais.

Essa primeira reforma regulatória foi iniciada com a publicação da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, que estabeleceu os novos regimes de exploração das atividades de geração, transmissão e distribuição e previu a possibilidade de criação de um mercado de energia elétrica competitivo com a participação de consumidores livres. Ato subsequentes, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema Elétrico Nacional (ONS) foram criados pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e pela Lei nº 9.648, de 26 de agosto de 1998, respectivamente. Finalmente, concluiu-se a re-

forma com a publicação das Lei nº 10.433, em 24 de abril de 2002, com a criação do Mercado Atacadista de Energia Elétrica (MAE).

Essa primeira reforma regulatória do setor elétrico brasileiro se deu em um contexto global marcado pela privatização de empresas estatais e pela liberalização de diversos mercados tradicionalmente operados como monopólios. Além disso, o início dos anos 90 foi marcado pela reinserção das economias periféricas ao mercado internacional mediante intervenção do Fundo Monetário Internacional (FMI) e Banco Mundial, que condicionaram a liberação de empréstimos e a rolagem das dívidas existentes à execução de reformas regulatórias que implicassem na redução do tamanho e dos gastos dos governos (CORREIA et al., 2006).

Todavia, o modelo regulatório desenhado em 1995, apesar de viabilizar a agregação de 15.755 MW ao sistema elétrico em 6 anos, não foi capaz de assegurar a adequação dos recursos de geração e, em abril de 2001, o nível de armazenamento hidrelétrico atingiu 32% de sua capacidade máxima. Diante do cenário de escassez que se observava, o governo federal decidiu criar, em maio de 2001, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica (CGE). A primeira medida adotada pela CGE foi a implementação de um programa de racionamento para reduzir o consumo abaixo da média verificada entre maio, junho e julho de 2000. Para estimular o cumprimento do programa, foram estabelecidas metas de consumo e um sistema de penalidades e bônus tarifário. A meta de redução foi fixada em 20% para os consumidores residenciais com consumo superior a 100kWh/mês, 20% para os consumidores comerciais, e entre 20% e 25% para os consumidores industriais.

Além do programa de racionamento, o governo brasileiro criou um mecanismo de mercado para mitigar os impactos econômicos no setor produtivo, que permitiu que os diferentes agentes negociassem seus direitos de consumo em leilões públicos diários ou por contratos bilaterais. Tal estratégia permitiu a existência de um sinal de preço correto e resultou em um corte de consumo superior a 38.000 GWh (PIRES et al., 2002).

Todavia, em junho de 2001, o ONS concluiu que, se a estiagem persistisse por mais algum tempo, o sacrifício realizado pelo programa de racionamento poderia não ser suficiente para garantir a segurança do suprimento sem uma expansão emergencial no curto prazo da capacidade de geração. Assim, o governo brasileiro se viu obrigado a contratar a construção de usinas termelétricas emergenciais, totalizando 2.155 MW instalados para contar com uma margem de segurança melhor até 2005. Evidentemente, tal esforço significou a incorporação de custos elevados ao sistema, que foram transferidos aos consumidores, por meio do Encargo de Capacidade Emergencial (ECE).

Uma vez superada a escassez de energia, o setor foi precipitado para o outro extremo, apresentando então excesso de oferta, o que fez com que o preço, que estava no patamar superior de R\$ 684,00/MWh, atingisse um mínimo de R\$ 4,00/MWh em outubro de 2002. Mesmo com a realização, em 19 de setembro de 2002, do primeiro leilão de contratos de energia do MAE, os geradores não conseguiram vender toda a sua energia assegurada, sofrendo, também, uma queda de receita. Percebe-se, portanto, que o final do racionamento não marcou o final da crise do setor elétrico brasileiro, tendo impactado desde o consumo e a distribuição até a geração (CORREIA et al., 2006).

Com isso, foi novamente necessária a intervenção do governo que, por meio do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), formatou o programa para a recuperação financeira das empresas de distribuição de energia elétrica, liberando um aporte de recursos da ordem de um bilhão de dólares.

### **3. SEGUNDA REFORMA REGULATÓRIA**

Como consequência direta do racionamento de 2001, o governo federal promoveu a segunda reforma regulatória do setor elétrico, que foi consubstanciada pela Lei nº 10.847 e Lei nº 10.848, ambas de 15 de março de 2004, que criaram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e reformaram o desenho do mercado de energia elétrica com separação entre Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação livre (ACL), bem como a substituição do MAE pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

De acordo com o novo desenho de mercado, ainda em vigor, os consumidores livres e as distribuidoras de energia elétrica devem assegurar a cobertura contratual da totalidade de suas cargas de energia. No caso específico das distribuidoras, a energia elétrica deve ser adquirida de forma regulada, por meio de chamadas públicas para geração distribuída (limitada a 10% da carga) e de leilões regulados, sendo assegurado o direito de repasse, sob certas condições, do custo de aquisição da energia correspondente a até 105% da carga para a tarifa dos consumidores finais.

Ademais, os contratos de compra e venda de energia elétrica devem ser lastreados e limitados por uma Garantia Física de Energia (GF) homologada pelo MME para cada usina de geração a partir de sua contribuição esperada para a oferta de energia elétrica ao sistema em situação de carga crítica, observados os critérios de aversão ao risco e de segurança do suprimento. Assim, o modelo de comercialização foi desenhado para que os geradores pudessem comercializar contratualmente somente sua energia primária, entendida como aquela cor-

respondente à sua GF, ao passo que haveria uma energia secundária, possível de ser gerada em condições normais de carga e hidrologia, que seria liquidada no Mercado de Curto Prazo (MCP) pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD). Como resultado, haveria um excesso de capacidade instalada capaz de assegurar a adequação sistêmica dos recursos de energia e de potência.

Sendo assim, a segunda reforma regulatória tinha como foco assegurar a adequabilidade da oferta de energia e potência e, nesse sentido, foi particularmente bem-sucedida no emprego de leilões regulados para criar um ambiente de negociação conjunta para os contratos de outorga de novas usinas geradoras, de comercialização de energia elétrica e de cessão de garantias financeiras. Tal conformação permitiu tornar os riscos dos projetos mais compreensivos e contribuiu para a viabilização de financiamento por meio da modalidade de *project finance*, possibilitando um maior investimento para um dado volume de garantias corporativas.

Como ilustrado pela Figura 2, o novo modelo regulatório também teve sucesso na introdução das fontes renováveis na matriz elétrica, sobretudo em virtude da possibilidade de representação de suas características técnicas e operacionais nas obrigações contratuais de entrega de energia elétrica (EPE, 2020). A fonte hídrica hoje representa 62% da capacidade instalada total em operação, a fonte eólica por 10%, térmica a biomassa por 9%, térmica a gás natural por 9%, térmica a óleo por 5%, térmica a carvão e solar fotovoltaica por 2% cada e nuclear por 1%.

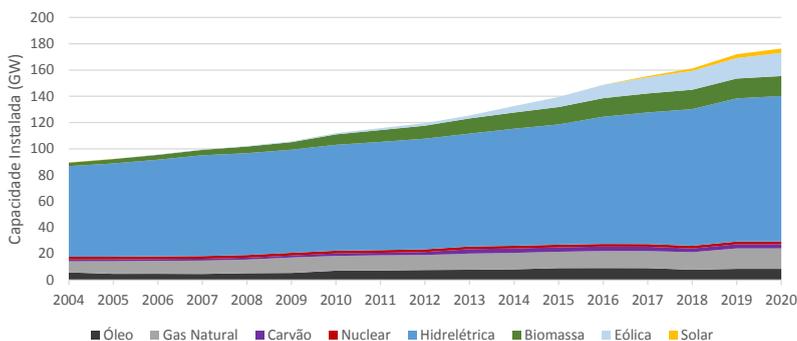


Figura 2 - Evolução da Capacidade Instalada no Brasil (2004-2020)

Nesse ponto, cabe destacar que parte significativa da expansão de GRV no Brasil foi realizada por meio de contratação de energia

de reserva. Na formulação original do modelo regulatório de 2004, o governo federal poderia determinar a contratação de reserva de capacidade de geração para assegurar a continuidade no fornecimento de energia elétrica. A legislação não estabeleceu restrições para as fontes energéticas que seriam contratadas como reserva de capacidade, mas a princípio o mecanismo seria aplicado para contratação de termelétricas a combustível fóssil. Todavia, considerando o fato de que a GF varia em função da evolução da carga e da composição da matriz elétrica, a Lei nº 11.488, de 15 de junho de 2007, e o Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, alteraram o mecanismo de contratação de reserva de capacidade para que fosse aplicado com alternativa à revisão da GF dos empreendimentos em operação. Assim, o governo federal poderia contratar fontes renováveis para recompor o lastro de energia sistêmico, destinando as termelétricas fósseis contratadas no ACR para a reserva operativa.

Ademais, como a contratação da energia de reserva foi motivada para compensar a degradação da GF não repassada aos geradores, a energia elétrica produzida pelos geradores de reserva, a exemplo da energia secundária, é liquidada apenas no MCP ao valor do PLD. A arrecadação da liquidação da energia de reserva é utilizada para a redução da necessidade de arrecadação do Encargo de Energia de Reserva (EER), pago pelos consumidores na proporção de suas cargas.

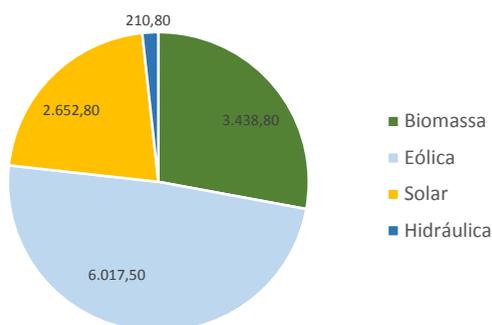


Figura 3 - Potência contratada por meio de leilões de energia de reserva – MW

Entretanto, na implantação do mecanismo de contratação de reserva, foi dada pouca atenção para o efeito da inclusão de energia de reserva na formação do Custo Marginal de Operação (CMO). O ex-

cesso de recurso disponível, provocado pela soma da reserva com a energia secundária hidrelétrica, faz com que os modelos computacionais do NEWAVE e DECOMP utilizados na programação da operação do sistema tenham um viés otimista, implicando na utilização dos recursos hidrelétricos mais rapidamente e no aumento da probabilidade e profundidade dos eventos de *Generation Scaling Factor* (GSF)<sup>1</sup> inferiores a 100%.

O processo de exaurimento do lastro hidrelétrico é ainda agravado pelo desenho regulatório adotado para o compartilhamento de risco hidrológico por meio do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) instituído pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998. Ou seja, os efeitos do deslocamento hidrelétrico causado por questões regulatórias e operacionais têm sua identificação dificultada pelo fato de que os direitos e obrigações emergentes do MRE, além de difusos, são tipicamente voláteis e sazonais.

Como resultado, o pressuposto de que, em condições normais, as usinas hidrelétricas, em seu conjunto, seriam capazes de produzir energia elétrica superior a GF não tem se concretizado desde 2012 (CCEE, 2021), o que gerou um litígio administrativo e judicial acerca da repactuação do risco hidrológico e da compensação por eventos operativos estranhos a matriz de risco do gerador no modelo comercial do setor elétrico brasileiro.

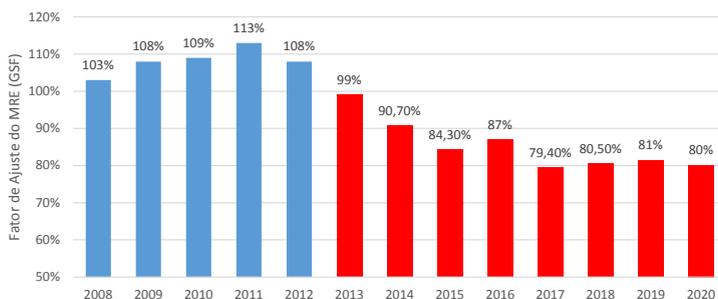


Figura 4 - Fator de ajuste do MRE (GSF)

Visando ao equacionamento do litígio judicial, o governo federal publicou a Medida Provisória nº 688, de 2015, posteriormente convertida na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, que enfrenta a

<sup>1</sup> O GSF é uma medida do risco hidrológico, a qual corresponde à relação entre o volume de energia que é gerado pelas usinas hidrelétricas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) e a garantia física dessas usinas.

questão da alocação do risco hidrológico por meio de duas abordagens:

- a) A repactuação da matriz de risco dos contratos celebrados no ACR e no ACL, disciplinada pelo Art. 1º da Lei; e
- b) A definição de eventos operativos que provocam o deslocamento da geração hidrelétrica excepcional e que, portanto, não são inseridos na matriz de risco dos agentes hidrelétricos participantes do MRE, disciplinada no Art. 2º da Lei.

De acordo com a legislação, no caso do ACR, a transferência do risco ou parte deste envolve contrapartida dos geradores, com o pagamento de um prêmio de risco aportado em favor da Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias. Por outro lado, a compensação pelo reconhecimento de eventos operativos que causam deslocamento de geração hidrelétrica reflete a recomposição da condição original da matriz de risco dos geradores e depende de desistência de ações judiciais e da renúncia a qualquer alegação de direito sobre o qual se funda a ação.

Adicionalmente, o governo federal suspendeu a contratação de energia de reserva em 2016, quando foi cancelado o 11º Leilão de Contratação de Energia de Reserva previsto para 19 de dezembro daquele ano.

Ainda assim, a persistência de valores de GSF próximos ao patamar de 80% e de despacho de geração termelétrica elevada, principalmente fora da ordem de mérito de custo (despacho de usinas térmicas com custo superior ao CMO) indicam que o modelo de mercado desenhado pela segunda reforma regulatória apresenta sinais de desgaste e precisa ser revisitado.

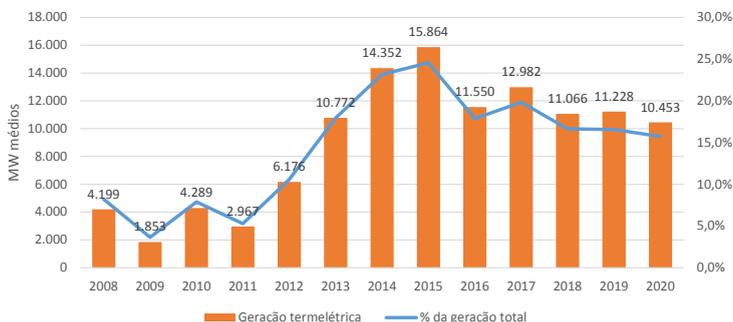


Figura 5 - Geração termelétrica total

### 3. TERCEIRA REFORMA REGULATÓRIA

A conveniência de uma terceira reforma regulatória é justificada, sobretudo, (i) pela necessidade de adequação da regulação e do desenho de mercado de energia elétrica com vistas a reforçar a segurança de suprimento e a adequação dos recursos de energia e de potência disponibilizados ao sistema; e (ii) pelo problema de degradação da garantia física dos empreendimentos de geração e o esgotamento de sua cobertura por meio de contratação de energia de reserva.

Nesse sentido, o GT Modernização apresentou um relatório em agosto de 2019 justificando a necessidade por essa terceira reforma regulatória (MME, 2019). De acordo com o GT Modernização, no modelo regulatório atual, a única obrigação de lastro contratual dos agentes de geração e de consumo se refere ao atributo energia, sendo a adequação do atributo potência obtida indiretamente por meio da contratação de usinas hidrelétricas com reservatórios de acumulação e usinas termelétricas. Todavia, como a expansão da geração tem sido cada vez mais calcada em usinas hidrelétricas a fio d'água e em GRV, seria necessário estabelecer mecanismos para a contratação de capacidade de potência de modo independente e complementar à contratação de energia.

O relatório também aponta que, no modelo atual, os principais custos da expansão da geração estão sendo alocados no ACR, especialmente os relacionados com a contratação de termelétricas. Essa alocação de custos tem desequilibrado o mercado, causando uma espécie de “ciclo vicioso” com uma sucessão de efeitos danosos. Primeiro, a alocação dos custos da confiabilidade da expansão no ACR torna as tarifas dos consumidores regulados mais caras em relação os preços praticados no ACL, produzindo um sinal de preço para a migração de consumidores. Essa migração, por sua vez, diminui o mercado do ACR, reduzindo a base de rateio dos custos de aquisição de energia e elevando as tarifas ainda mais.

Ademais, o GT Modernização destaca que usinas termelétricas que são capazes de fornecer capacidade e flexibilidade ao sistema são, no contexto atual em que a remuneração ocorre somente pela venda de energia, mais caras do que as GRVs e, por consequência, são menos atrativas ao ACL. Logo, a expansão do ACL pode até contribuir para a garantia de suprimento do atributo energia, mas não contribui de maneira suficiente para a garantia de capacidade ou flexibilidade.

Finalmente, o GT Modernização aponta que a metodologia atual para definição individual de GF, que certifica o lastro de energia dos geradores e estabelece o limite máximo de energia que pode ser

comercializada bilateralmente<sup>1</sup>, faz com que a GF correspondente a um empreendimento sofra alterações ao longo do tempo em função da evolução da matriz de geração e dos critérios de segurança do suprimento, independentemente da manutenção dos parâmetros técnicos e do desempenho comercial do empreendimento.

Diante desse diagnóstico, o GT Modernização considera conveniente que a contratação dos requisitos de potência e energia necessários à adequação dos recursos disponíveis ao sistema seja feita de maneira separada. Para tanto, analisa as seguintes alternativas de mecanismos de adequação de suprimento (MME, 2019):

a) Reserva Estratégica: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de parcela do requisito de capacidade do sistema, separada do mercado atacadista e mantida como reserva. A reserva estratégica seria despachada apenas quando um critério pré-estabelecido fosse atendido, e depois que toda a capacidade disponível restante estivesse em operação. A remuneração seria feita através de um pagamento fixo pela capacidade, pago por todos os consumidores na proporção de suas cargas via encargos, provendo uma renda que compensa o custo de oportunidade da Reserva Estratégica por não poder participar no mercado atacadista;

b) Leilão de Capacidade: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de capacidade que, diferentemente da Reserva Estratégica, continuaria participando do mercado de energia, ou seja, da liquidação e da formação de preço. A remuneração seria feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo devido por todos os consumidores na proporção de suas cargas;

c) Obrigação de Capacidade: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação descentralizada de capacidade. A quantidade da capacidade a ser contratada seria definida centralizadamente, mas a estratégia de cumprimento da obrigação (e de remuneração) seria definida por cada agente. O mecanismo de Obrigação de Capacidade *ex-ante* poderia ser associado com mercados de certificados livremente transacionáveis. O cumprimento da obrigação poderia ser aferido *ex-ante* ou *ex-post* e seu descumprimento ensejaria o pagamento de penalidade;

---

1 A geração de energia elétrica acima ou abaixo da garantia física é liquidada multilateralmente no Mercado de Curto Prazo (MCP) da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) pelo Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

d) Opções de Confiabilidade: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação centralizada de capacidade. O contrato da Opção de Confiabilidade se assemelharia ao de um contrato financeiro de opção de compra. O operador do sistema adquiriria o direito de comprar eletricidade dos geradores a um determinado preço de exercício e, como nas opções de compra financeiras típicas, exerceria este direito se, e somente se, fosse considerado vantajoso, ou seja, se o índice (no caso, o preço da eletricidade no mercado spot) fosse superior ao preço de exercício, que serviria como uma indicação de quando a segurança do sistema estivesse em risco (condições de escassez). A remuneração seria feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo devido por todos os consumidores na proporção de suas cargas;

e) Pagamento por Capacidade: mecanismo direcionado, implantado em complemento a um mercado de energia, caracterizado pela contratação descentralizada de capacidade. Nesse mecanismo a autoridade central estabeleceria um valor (que pode ser fixo ou variável e diferenciado por fonte e tecnologia) de pagamento pela disponibilização de capacidade que seria recebido por todos os empreendimentos em operação. A quantidade efetiva de capacidade, todavia, seria definida pelo mercado em resposta ao valor de pagamento estipulado. A remuneração seria feita através de um pagamento fixo pela capacidade, com os recursos arrecadados por meio de encargo devido por todos os consumidores na proporção de suas cargas.

Após a avaliação preliminar desses diferentes tipos de mecanismos de adequação do suprimento, o GT Modernização concluiu que mecanismos abrangentes, baseados em volume, e possivelmente de contratação centralizada, se mostram mais adequados ao contexto brasileiro, a exemplo dos leilões de capacidade e, principalmente, das opções de confiabilidade.

As propostas de solução debatidas pelo GT Modernização foram, em grande medida, consolidadas no Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 232/2016, que foi aprovado pelo Senado Federal em 10 de fevereiro de 2021 e passou a tramitar na Câmara dos Deputados na forma do Projeto de Lei (PL) nº 414/2021. Em linhas gerais, a proposta abarcada pelo projeto prevê que o MME seja responsável por homologar tanto o lastro de cada empreendimento de geração, quanto a quantidade de energia e de lastro a serem contratadas para assegurar a confiabilidade e a adequabilidade do fornecimento de energia elétrica. Nesse sentido, a energia elétrica continuaria sendo contratada no

formato atual, com distinção entre ACL e ACR, ao passo que o lastro seria contratado centralizadamente (em substituição à contratação de energia de reserva) e remunerado por meio de encargo, pago por todos os consumidores na proporção de suas cargas. Ademais, o PL nº 414/2021 estipula que os empreendimentos de geração possam negociar livremente a energia e a capacidade de prover serviços ancilares, desde que atendidas as obrigações referentes à venda de lastro.

Por outro lado, apesar de patrocinar o PLS nº 232/2016, em 1º de setembro de 2020, o governo federal editou a Medida Provisória nº 998, convertida na Lei nº 14.120, de 1º de março de 2021, que alterou o mecanismo de contratação de energia de reserva previsto na Lei nº 10.848/2004, oferecendo uma solução transitória para contratação de confiabilidade e adequabilidade até a aprovação da proposta estruturante representada, então, pelo PLS nº 232/2016.

De acordo com a nova redação, a Lei nº 10.848/2004 permite que o mecanismo de contratação de reserva seja adotado para contratação separada de reserva de capacidade (serviço prestado com base no lastro de potência) e de energia de reserva (serviço prestado pelo lastro de energia) por meio de Contratos de Opções de Confiabilidade.

Nesse sentido, as demandas por reserva de capacidade e por energia de reserva deverão ser definidas pelo MME. Para tanto, estudos da EPE e do ONS, baseados na metodologia empregada pelo Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 (EPE, 2021) para a indicação da expansão ótima da geração centralizada, podem subsidiar a definição e quantificação imediata por essas demandas. Tal metodologia utiliza o Modelo de Decisão de Investimentos (MDI), desenvolvido pela EPE; o modelo NEWAVE, de simulação e planejamento da operação, desenvolvido pelo CEPEL; e a ferramenta de Balanço de Potência, desenvolvida internamente pela EPE. As etapas de elaboração da indicação da expansão são apresentadas pelo fluxograma da Figura 6 (EPE, 2021).

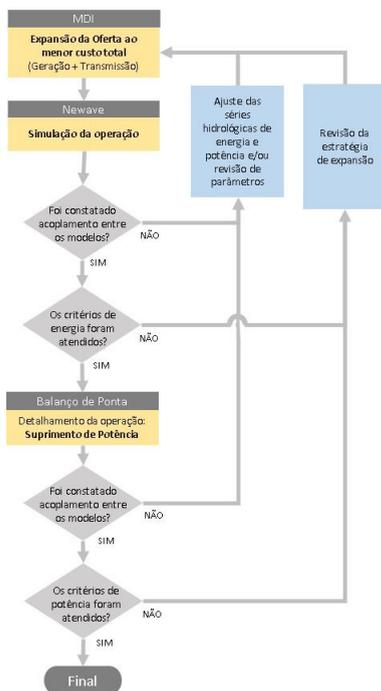


Figura 6 - Fluxograma do processo de planejamento da expansão da oferta de energia elétrica

O MDI tem como função objetivo a minimização do custo total de investimento e operação, sujeito às principais restrições operativas para o atendimento à demanda de energia e demanda máxima de potência instantânea. A curva de carga é representada em quatro patamares (ponta, pesada, média e leve) e mais uma restrição de capacidade, que inclui o requisito de reserva operativa. A restrição de reserva operativa é incluída no modelo na forma de uma penalidade com valor ajustado implicitamente, de modo a induzir uma expansão que atenda aos critérios de suprimento relacionados à capacidade de potência.

A partir da configuração existente e dos projetos já contratados, são oferecidos como entrada para o MDI perfis médios de fontes candidatas à expansão para suprir o crescimento da demanda. Para tanto, são considerados os custos de investimento em novas plantas, por tecnologia, incluindo geração, armazenamento e transmissão. O MDI tem como resultado um cronograma ideal de expansão da geração e o Custo Marginal de Expansão (CME), correspondentes à expansão ótima da geração centralizada.

Com a expansão ótima indicada pelo MDI, é realizada a simulação da operação com o modelo NEWAVE, de modo a incorporar mais detalhes operativos como, por exemplo, a expectativa de evolução do nível de armazenamento dos reservatórios e a expectativa de vertimento (EPE, 2021). Como resultado da simulação com o modelo NEWAVE, é obtido o Custo Marginal de Operação (CMO).

Finalmente, procede-se à verificação da adequabilidade do suprimento de energia e de potência por meio da avaliação Balanço de Potência com o objetivo de verificar as condições de atendimento à demanda máxima instantânea e então, identificar ações de planejamento que eventualmente sejam necessárias. A ferramenta utilizada pelo PDE 2030 considera todas as séries sintéticas de vazões, além do requisito de reserva operativa aplicado à demanda máxima. A metodologia utilizada nessa etapa é a mesma que calcula a disponibilidade de potência fornecida para o MDI, ajudando na integração do processo. A principal diferença é que, no detalhamento, consideram-se todos os cenários hidrológicos, além dos efeitos que a decisão de expansão tem sobre a operação futura dos reservatórios.

A expansão indicativa para termelétricas (que assegura composição ótima da oferta de energia e a minimização do CME) agregada à necessidade de energia de reserva para assegurar a adequabilidade dos recursos pode ser adotada como referência para a demanda por contratos de energia de reserva, visto que sua utilização depende da realização de condições específicas de carga e de oferta das fontes primárias renováveis (água, vento e radiação solar), tornando-a mais aderente à contratação na modalidade por disponibilidade. A necessidade de potência para a adequabilidade dos recursos, por sua vez, pode ser utilizada para a definição da demanda por reserva de capacidade de potência.

Assim, o planejamento indicativo da geração como tratado no PDE 2030 serviria não apenas para a identificação dos requisitos de adequação do suprimento, por subsistema, mas também para a determinação da modalidade contratual (quantidade ou disponibilidade) e para a definição das obrigações contratuais inerente a cada tipo de produto: contrato de quantidade de energia; contrato de reserva de capacidade e contrato de energia de reserva.

Nesse ponto, destaca-se que a confiabilidade e adequabilidade tais como definidas e requeridas sistematicamente devem ser asseguradas por meio de contratos de serviços de reserva de capacidade e de energia de reserva, ancorados nas disponibilidades de atributos e qualificados por seus lastros, que equilibrem os requisitos dos consumidores, buscando minimizar o custo e respeitando critérios de segurança sistêmica.

Dessa forma, em aderência ao diagnóstico e metodologia apresentados acima, e considerando as distintas qualificações pos-

síveis de atributos elétricos e energéticos entre as diversas fontes e tecnologias de geração de energia elétrica, recomenda-se a adoção de três produtos de reserva:

a) Produto reserva de capacidade de armazenamento e resposta da demanda: Contrato de disponibilidade para serviço de entrega de potência ou redução de carga com curtíssimo tempo de resposta e curto tempo de duração, de modo a atender as necessidades operativas do ONS em tempo real (redespacho). Produto adequado para recursos de armazenamento (inclusive hidrelétricas reversíveis e com reservatório de acumulação) e resposta da demanda.

b) Produto reserva de capacidade despachável: Contrato de disponibilidade para serviço de entrega de potência com tempo de resposta e tempo de duração médios, de modo a atender as necessidades operativas indicadas na programação diária da operação. Produto adequado para termelétricas a gás natural com ciclo aberto, óleo combustível e óleo diesel e para as hidrelétricas reversíveis e com reservatório de acumulação.

c) Produto energia de reserva: Contrato de disponibilidade para serviço de entrega de energia despachável para suprir as necessidades de requisitos de energia com maior grau de incerteza. Os contratos devem conter cláusulas com volume de entrega mínima anual, assegurada uma flexibilidade entre 85% e 115% para sazonalização anual, e de entrega. O produto visa assegurar a adequação do suprimento em cenários de hidrologia adversa ao menor custo possível e é adequado para termelétricas a gás natural com ciclo combinado e a carvão.

Ademais, considerando que os contratos têm múltiplas finalidades, é fundamental que as obrigações referentes à prestação dos serviços negociados pelos agentes de mercado sejam integralmente definidas em termos contratuais, como apontado no *Guide for Designing Contracts for Renewable Energy Procured by Auctions* (CORREIA et al., 2020). Em primeiro lugar, trata-se de ferramenta jurídica e financeira que protege tanto o comprador quanto o vendedor da volatilidade dos preços. Além disso, os contratos podem ser utilizados para prover um fluxo de renda previsível, servir como garantia para o financiamento de novos projetos e para assegurar viabilidade comercial de termelétricas existentes em mercados com participação significativa de fontes de geração renovável variável. Finalmente, os contratos alocam riscos, definem passivos, e oferecem orientação para ação no caso de contingências imprevistas.

A Tabela 1 resume os principais dispositivos dos contratos propostos.

Tabela 1 - Contratos de reserva de capacidade e de energia de reserva

	<b>Reserva de capacidade de armazenamento e resposta da demanda</b>	<b>Reserva de capacidade despachável</b>	<b>Energia de reserva</b>
<b>Objeto</b>	O contrato tem por objeto estabelecer os termos e as condições da compra e venda da disponibilidade de recursos de armazenamento e de resposta da demanda, sem energia associada.	O contrato tem por objeto estabelecer os termos e as condições da compra e venda da disponibilidade de reserva de capacidade, sem energia associada.	O contrato tem por objeto estabelecer os termos e as condições da compra e venda da disponibilidade de energia de reserva despachável com potência associada.
<b>Montantes contratados</b>	Obrigação contratual definida em termos de MWh/h.	Obrigação contratual definida em termos de MWh/h.	Obrigação contratual definida em termos de MW médios.
<b>Sazonalidade</b>	Não há inflexibilidade contratual, sazonalização e modulação do contrato, sendo o acionamento do produto definido exclusivamente pelo ONS.	Não há inflexibilidade contratual, sazonalização e modulação do contrato, sendo o acionamento do produto definido exclusivamente pelo ONS.	O contrato pode prever a sazonalização das obrigações de entrega de energia, a ser definida anualmente pelo ONS.
<b>Condições de prestação do serviço</b>	O vendedor deverá estar de prontidão para despacho a qualquer momento, observadas as seguintes condições técnicas para a prestação do serviço: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Número máximo de acionamentos por ano;</li> <li>• Número máximo de acionamento por mês;</li> <li>• Tempo máximo resposta entre o aviso de acionamento e o início da prestação do serviço de injeção de potência e energia ou de resposta da demanda definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo mínimo de permanência na condição de ligado definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo máximo de permanência na condição de ligado definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo mínimo de permanência na condição de desligado definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Metodologia contratual para definição da Linha Base a ser considerada para verificar a efetividade da resposta da demanda.</li> </ul>	O vendedor deverá atender as seguintes condições técnicas para a prestação do serviço: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tempo necessário para o sincronismo de unidades que estejam desligadas para preservação a seco e para preservação a úmido definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo mínimo de permanência na condição de ligado definido pelo MME e fixado contratualmente;</li> <li>• Tempo mínimo de permanência na condição de desligado definido pelo MME e fixado contratualmente.</li> </ul>	O montante de energia contratada será contabilizado e liquidado no mercado de curto prazo, sendo os recursos correspondentes destinados à Conta de Energia de Reserva (CONER), observada a regulação da ANEEL para compensação dos participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE) pelo deslocamento hidráulico por geração fora da ordem do mérito.
<b>Receita de venda</b>	Receita fixa mensal descontada uma parcela variável pela indisponibilidade e restrição operativa.	Receita fixa mensal descontada uma parcela variável pela indisponibilidade e restrição operativa.	Receita fixa mensal acrescida pelo ressarcimento do Custo Variável Unitário (CVU) pela energia produzida.

## 5. CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS

Nos últimos anos vem se conformando um diagnóstico, amplamente consensual, que aponta a necessidade de ajustes no modelo regulatório atual do setor elétrico brasileiro. A metodologia atual de contratação lastreada em um certificado de GF variável no tempo e a crescente participação de GRV, em alguma medida, ressuscitam a falha de mercado de *missing money* e levantam o alerta sobre a capacidade de as forças de mercado assegurarem a adequabilidade dos recursos de energia e de potência necessários para a segurança do suprimento.

Porém, se existe convergência no diagnóstico, também emerge alguma disparidade nos encaminhamentos propostos para endereçamento dos desafios identificados. Cabe frisar que, embora a identificação explícita dos recursos de energia e potência e dos atributos de flexibilidade e despachabilidade desejáveis para o sistema seja uma etapa necessária, ela não será suficiente. O caso requer não apenas o elenco dos recursos e atributos almejados, mas sobretudo a delimitação dos serviços contratuais necessários para sua efetiva disponibilidade quando necessário.

A complexidade inata do setor elétrico enseja cadeias longas de efeitos cruzados, sejam eles de natureza sistêmica ou econômica. No caso brasileiro, esta complexidade se amplifica de forma contundente na dimensão judicial pela crescente judicialização de direitos e obrigações. O setor padece de uma carga expressiva de pleitos judiciais, muitos dos quais ainda inconclusivos, e aos quais poderá ser agregado outro tanto a depender das intervenções legais e regulatórias que se faça.

Nesse sentido, a solução de contratação de reserva de capacidade e de energia de reserva apresentada conjuga a obtenção de eficiência sistêmica e econômica com simplicidade normativa e estreita aderência aos dispositivos legais trazidos pela Lei nº 14.120/2021 e debatidos no PL nº 414/2021. Assim, a proposta delinea um avanço expressivo e seguro no propósito de modernizar o setor, ao mesmo tempo que mitiga a oportunidade de litígios.

Ainda assim, para que esse propósito seja assegurado, é interessante que a discussão sobre os contratos de reserva de capacidade e de energia de reserva seja aprofundada e inclua a conveniência e oportunidade de ajustes em outros aspectos contratuais.

Por exemplo, o período entre a assinatura do contrato e o início da prestação do serviço (denominado *lead time*) é necessário para conferir tempo aos vendedores para que realizem todos os tramites administrativos (incluindo o licenciamento ambiental) e os investimentos exigidos para prestação do serviço contratado. Tal período deve ser, portanto, compatível com os prazos requeridos para

tais atividades, especialmente em leilões com a participação de novos projetos. No caso de leilões com a participação exclusiva de empreendimentos existentes, o *lead time* pode ser reduzido. De todo modo, o tomador de decisão deve estar atento para o fato de que um *lead time* muito longo implica maiores riscos de erro na definição da demanda (dada a maior incerteza sobre os cenários futuros). Sendo assim, é interessante manter a atual estratégia do governo brasileiro de utilização de uma cadeia de leilões com diferentes *lead times*.

Em relação à duração do contrato, definida pelo período de vigência da prestação do serviço, importa destacar que prazos maiores permitem que os recebíveis contratuais sejam utilizados como garantia de financiamento de longo prazo e, novamente, podem ser necessários em leilões com contratação de novos empreendimentos. Os benefícios de contratos de longo prazo para projetos existentes, todavia, são menos evidentes, sendo necessário verificar o *trade-off* entre a estabilização do preço, conferida pelos contratos, e a perda de flexibilidade regulatória provocadas por contratos legados numa conjuntura, como a atual, em que se discute uma reforma regulatória de grande abrangência. Nesse contexto, recomenda-se que seja evitada a contratação de energia e de reserva de capacidade e de energia com durações muito delatadas, pelo menos no primeiro momento, em que se espera grande participação de empreendimentos existentes.

Ademais, as fórmulas de cálculo e atualização dos CVUs atualmente praticadas são adequadas e devem ser mantidas. Ou seja, para assegurar a otimização da operação, os CVUs das termelétricas devem ser atualizados mensalmente com base em preços de combustíveis internacionais e taxas de câmbio. Por outro lado, as cláusulas de reajuste monetário em contratos de menor duração (mesmo que superior a 12 meses) podem ser revistas ou mesmo removidas, visto que os custos de operação do setor elétrico não seguem a dinâmica dos índices gerais de preços normalmente utilizados, como o IPCA e o IGP-M.

Os novos contratos devem, ainda, possuir cláusulas de penalidades que desencorajem comportamentos associados com as falhas de mercado de risco moral e de seleção adversa e incentivem a conformidade regulatória, observados os casos de caso fortuito e força maior.

Finalmente, considerando que os contratos também têm o propósito de facilitar o acesso e reduzir os custos de financiamento, pode ser necessário prever condições para a sub-rogação de direitos e transferência do controle, especialmente em caso de assunção do projeto pelos financiadores (*step-in-right*).

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BRANDI, P. Há 73 anos a Chesf começava sua caminhada. [Online]. 2021. Disponível em: <https://www.memoriadaeletricidade.com.br/artigos/historia-do-setor-eletrico/40467/ha-73-anos-a-chesf-comecava-sua-caminhada>
- CCEE. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. [Online]. 2021. Disponível em: <https://www.ccee.org.br>. [Acesso em 29 março 2021].
- CORREIA, T. B.; MELO, E.; DA COSTA, A. M.; SILVA, A. J. Trajetória das reformas institucionais da indústria elétrica brasileira e novas perspectivas de mercado. *Revista Economia*, Volume 7, pp. 607-627. 2006
- CORREIA, T. B.; TOLMASQUIM, M. T.; HALLACK, M. *Guide for Designing Renewable Energy Auction Contracts*, Washington: Inter-American Development Bank - IDB. 2020.
- EPE. Balanço Energético Nacional, s.l.: s.n. 2020.
- EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2030, s.l.: Empresa de Pesquisa Energética. 2021.
- GONZÁLEZ-DÍAZ, F. E. EU Policy on Capacity Mechanisms. Em: *Capacity Mechanisms in the EU Energy Market, Law, Policy, and Economics*. s.l.: Oxford University Press, pp. 3-30. 2015.
- MME. Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia, s.l.: Ministério de Minas e Energia. 2019.
- PIRES, J. C. L.; GIAMBIAGI, F.; SALES, A. F. As perspectivas do setor elétrico após o racionamento. *Revista do BNDES*, 9(18), pp. 163-204. 2002.
- PIRES, J. C. L.; GOLDSTEIN, F. Agências reguladoras brasileiras: Avaliação e desafios. *Revista do BNDES*, 8(16), pp. 3-42. 2001.
- TOLMASQUIM, M.; DE BARROS CORREIA, T.; ADDAS PORTO, N. *Brazil Country report*, s.l.: Energy and Economic Growth Research Programme. 2020.
- WORLD BANK GROUP. *International experience with private sector participation in power grids - Brazil case study*, s.l.: s.n. 2012.