

FUNDAÇÃO GETÚLIO VARGAS  
ESCOLA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ECONOMIA

LUCAS CARDOSO SANCHEZ

ANÁLISE DO IMPACTO DA AGENDA DE MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO  
SOBRE A VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS EÓLICOS

Rio de Janeiro

2021

Sanchez, Lucas Cardoso

Análise do Impacto da Agenda de Modernização do Setor Elétrico sobre a  
Viabilidade Econômica de Projetos / Lucas Cardoso Sanchez. – 2021.

97 f.

Dissertação (mestrado) - Fundação Getulio Vargas, Escola Brasileira de  
Economia e Finanças.

Orientador: Joísa Campanher Dutra.

Inclui bibliografia.

1. Indústria elétrica. 2. Energia elétrica - Brasil. 3. Risco (Economia). 4.  
Desenvolvimento energético 5. Viabilidade econômica. I. Dutra, Joísa  
Campanher. II. Fundação Getulio Vargas. Escola Brasileira de Economia e  
Finanças. III. Título.

CDD – 338.5

LUCAS CARDOSO SANCHEZ

**"ANÁLISE DE IMPACTO DA AGENDA DE MODERNIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO SOBRE A VIABILIDADE ECONÔMICA DE PROJETOS EÓLICOS".**

Dissertação apresentado(a) ao Curso de Mestrado em Economia Empresarial e Finanças do(a) EPGE Escola Brasileira de Economia e Finanças - FGV EPGE para obtenção do grau de Mestre(a) em Economia Empresarial e Finanças.

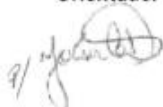
Data da defesa: 30/06/2021

**ASSINATURA DOS MEMBROS DA BANCA EXAMINADORA**

**Presidente da Comissão Examinadora: Prof<sup>o</sup>/a Joisa Campanher Dutra**



Joisa Campanher Dutra  
Orientador



Vivian Figer  
Membro



Mauricio Salles  
Membro

Nos termos da Lei n° 13.979 de 06/02/20 - DOU n° 27 de 07/02/20 e Portaria MEC n° 544 de 16/06/20 - DOU n° 114 de 17/06/20 que dispõem sobre a suspensão temporária das atividades acadêmicas presenciais e a utilização de recursos tecnológicos face ao COVID-19, as apresentações das defesas de Tese e Dissertação, de forma excepcional, serão realizadas de forma remota e síncrona, incluindo-se nessa modalidade membros da banca e docente.



Ricardo de Oliveira Cavalcanti  
Coordenador



Antonio de Araujo Freitas Junior  
Pró-Reitor de Ensino, Pesquisa e Pós-Graduação FGV

Antonio Freitas, PhD  
Professor de Ensino, Pesquisa e Pós-Graduação  
Fundação Getúlio Vargas

**Instrução Normativa nº 01/19, de 09/07/19 - Pró-Reitoria FGV**

Em caso de participação de Membro(s) da Banca Examinadora de forma não-presencial\*, o Presidente da Comissão Examinadora assinará o documento como representante legal, delegado por esta I.N.

\*Skype, Videoconferência, Apps de vídeo etc

Dedico este trabalho a todos os professores que me ajudaram a chegar até aqui, a quem cumprimento nas pessoas do Klauss Berzin, que me ensinou muito do que sei de matemática, e do Fernando Martins Lara, que contribuiu significativamente para melhorar a qualidade do meu texto.

## AGRADECIMENTOS

A Deus, que em Jesus Cristo revelou a expressão exata do seu ser, pela companhia em cada momento dessa caminhada.

À minha esposa, por ter embarcado de cabeça comigo nesse projeto, pagando com muito amor boa parte da conta da minha fadiga e tempo escasso.

À minha mãe, por ter me ensinado a sempre buscar ser melhor, e, ao meu pai, por trazer alguma leveza ao dia a dia dessa jornada.

Ao meu irmão, por me mostrar que é possível e pelo apoio irrestrito desde muito cedo na minha vida acadêmica.

À minha tia Margarete, pelo pioneirismo de ter sido a primeira da família a estudar na USP e por sua inspiradora generosidade.

À Rio Energy, pelo apoio financeiro, acreditando que este programa de mestrado contribuiria para o meu desenvolvimento profissional.

À professora Joisa Dutra, que, com um discurso no ENASE de 2016, me atraiu para a EPGE, pelas importantes contribuições neste trabalho e à FGV e aos demais professores do MFEE pelo compromisso com o alto nível deste programa de mestrado.

Aos colegas Leonardo Ratto, Guilherme Guimarães e Pablo Ribeiro pelas boas discussões na fase da dissertação, que me ajudaram a abrir os olhos para aspectos muito importantes do problema aqui em questão.

*“A sorte premia os que têm coragem”*

Professor Edmílson Motta, parafraseando Alexandre, o Grande

## RESUMO

A agenda de modernização do setor elétrico brasileiro, que tem a Consulta Pública 033/2017 do Ministério de Minas e Energia (MME) como um de seus principais pilares, ganhou contornos bastante concretos nos últimos meses. Isso devido à aprovação do Projeto de Lei 232/2016 na comissão de infraestrutura do Senado, a implantação do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD) horário pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica e as publicações da portaria MME 465/2019 e da Medida Provisória 998/2020, medidas do Poder Executivo que tratam, dentre outras coisas, da abertura do Ambiente de Contratação Livre e da extinção do subsídio para as fontes renováveis na forma do desconto na tarifa sobre o uso da rede. O sucesso da fonte eólica na última década deveu-se muito à previsibilidade de receitas, em razão tanto de contratos de comercialização de energia de 20 anos obtidos em leilões do Ambiente de Contratação Regulado quanto de mecanismos nesses contratos que transferem boa parte do risco de geração associado à variabilidade temporal intrínseca do recurso eólico para o comprador. Frente ao novo paradigma de rentabilidade ao qual esses projetos estão sujeitos, este trabalho se propõe a quantificar os efeitos sobre a Taxa Interna de Retorno (TIR) para o acionista da maior exposição ao mercado de curto prazo (incluindo a liquidação horária), do fim do desconto sobre a tarifa de uso da rede e da separação de lastro e energia. Os principais resultados da modelagem econômico-financeira mostram que cerca de dez pontos percentuais da TIR real para o acionista, portanto praticamente todo o valor econômico gerado pelo projeto, estão diretamente associados à premissa de PLD assumida. Diante disso, especialmente em razão da credibilidade limitada do PLD, há dúvidas sobre a capacidade que esse novo equilíbrio de mercado terá de induzir investimentos em novas usinas movidas a fontes renováveis, garantindo que a expansão da matriz elétrica continue se dando em consonância com os compromissos de sustentabilidade assumidos com a comunidade internacional.

Palavras-chave: Modernização do setor elétrico. Análise de viabilidade. Risco preço-quantidade

## ABSTRACT

The objective of the present work is to assess the impact of the most relevant issues of the ongoing electricity sector regulatory reform on the economic feasibility of new wind power plants. The public consultation 033/2017 of the Mines and Energy Ministry, the modernization agenda cornerstone, has recently gained more concrete outlines with the implementation of the hourly spot prices and the issuance of both the Mines and Energy Ministerial Order 465/2019 and Provisional Measure 998/2020. These Federal Executive acts relate to the opening of the electricity free market and the end of subsidies to renewable energy sources associated with the 50% reduction on tariff costs of the grid respectively. Wind power generation projects have been successful for the past decade especially because of their revenue flows predictability as a result of both 20-year auction-based power purchase agreements and risk allocation mechanisms through which most of the intrinsic energy resource volatility is transfer to the off taker. In face of the new profitability paradigm those projects are exposed to, this work proposes to price the effects over the project's internal rate of return caused by both the higher exposure in the spot mark (including hourly spot prices), end of transmission costs subsidy and separation of the joint energy-capacity product into two separate ones. The main results of the financial modelling show that over one thousand basis points of the equity real internal rate of return (thus almost all the expected project's value creation) depend upon the spot price assumption. In view of that and considering the limited credibility of the Brazilian electrical energy spot price, there are doubts on whether the new market equilibrium will be able to keep inducing investments in new renewable power generation capacity so that the expansion of the electricity matrix may keep occurring in consonance with the sustainability commitments assumed by the Brazilian government with the international community.

**Keywords:** Electricity sector restructuring. Economic feasibility analysis. Price-quantity risk.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Panorama dos desenhos de mercado pelo mundo.....	22
Figura 2: Breakdown dos 165 GW de capacidade instalada do SEB.....	42
Figura 3: Histórico da eólica (volume negociado e preço) nos leilões do ACR .....	55
Figura 4: Histórico da eólica (volume negociado e fator de capacidade) nos leilões do ACR .....	56
Figura 5: Variabilidade interanual da geração dos parques Rio do Fogo e Osório.....	57
Figura 6: Intervalo de confiança para a geração média mensal do parque eólico Rio do Fogo, localizado no RN. ....	58
Figura 7. Intervalo de confiança para a geração média mensal do parque eólico Osório, localizado no RS.....	58
Figura 8. Interdependência entre os principais pilares da reforma do setor elétrico. ....	61
Figura 9: Variabilidade base de geração utilizada na modelagem econômico-financeira.....	66
Figura 10: Superposição dos efeitos do Financiamento BNB, Preço ACL e Custo Fiança Bancária sobre a rentabilidade de um projeto eólico típico de 2019 .....	68
Figura 11: Histórico do PLD, CMO, geração e consumo de eletricidade .....	70
Figura 12: Dispersão entre PLD NE e oferta agregada de hidráulica e eólica (dez/07 – dez/19) .....	71
Figura 13: Dispersão entre PLD NE e oferta agregada de hidráulica e eólica (jan/17 – dez/19).....	72
Figura 14: Distribuição acumulada de frequências de ocorrência do PLD NE (jan/07 – dez/19). ....	73
Figura 15: Distribuição acumulada de frequências de ocorrência do PLD NE (jan/17 – dez/19). ....	73
Figura 16: Variabilidade histórica do PLD NE.....	75
Figura 17: Curvas de preço hipotéticas de PPAs bilaterais no ACL.....	76
Figura 18. Incorporação dos efeitos de Premissa PLD menos conservadora, Curva Forward ACL e Montante Descontratado à composição da rentabilidade de um projeto eólico típico de 2019 .....	77
Figura 19: Sensibilidade da TIR para o acionista a alterações na forma da curva de preços do PPA ACL .....	78
Figura 20: Sensibilidade da TIR para o acionista ao PLD .....	79
Figura 21: Distribuições de probabilidades da TIR real para o acionista obtidas a partir da aleatorização das séries de geração e PLD .....	81
Figura 22: Distribuições acumuladas de probabilidades da TIR real para o acionista obtidas a partir da aleatorização das séries de geração e PLD .....	81
Figura 23: Perfil diurno de geração de quatro usinas eólicas e do PLD nos submercados Sul e Nordeste. ....	84
Figura 24: Evolução temporal do déficit de receita para os agentes de geração eólica com a introdução da liquidação horária no MCP.....	85
Figura 25: Evolução temporal (em médias horárias) da geração eólica e do PLD nas semanas 6, 7 e 8 de 2019.....	86
Figura 26: Distribuição de frequências de ocorrência do déficit de receita associado à introdução da liquidação horária no MCP. ....	87

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Descrição geral da base de dados com as séries temporais utilizadas no trabalho.....	18
Tabela 2: Aspectos principais do arranjo do mercado de eletricidade mexicano.....	37
Tabela 3. Principais destaques do PL 414/2021 .....	48
Tabela 4: Histórico de alterações do marco regulatório do setor elétrico brasileiro com maiores impactos sobre a fonte eólica .....	53
Tabela 5: Principais impactos do PL 414/2021 sobre a fonte eólica.....	59
Tabela 6: Parâmetros do modelo econômico-financeiro de uma usina eólica .....	64
Tabela 7: Sensibilidade do retorno para o acionista a variações no PPA ACL, PLD e montante de energia descontratada .....	74
Tabela 8: Estatística descritiva dos resultados da modelagem estocástica da TIR para o acionista .....	82
Tabela 9: Impacto do PLD horário sobre a TIR para o acionista.....	88
Tabela 10: Evolução temporal do perfil das 100 horas de maior consumo de eletricidade no ano .....	90

## LISTA DE SIGLAS

ABEEOLICA – Associação Brasileira de Energia Eólica  
ACL – Ambiente de Contratação Livre  
ACR – Ambiente de Contratação Regulada  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CDE – Conta de Desenvolvimento Energético  
CMO – Custo Marginal de Operação  
CP033 – Consulta Pública nº 33 de 2017 do MME  
EPE – Empresa de Pesquisa Energética  
ICB – Índice de Custo Benefício  
MCP – Mercado de Curto Prazo  
MME – Ministério de Minas e Energia  
ONS – Operador Nacional do Sistema  
PLD – Preço de Liquidação de Diferenças  
PLS232 – Projeto de Lei nº 232 de 2016 do Senado Federal  
PPA – *Power Purchase Agreement*  
PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas  
SEB – Sistema Elétrico Brasileiro  
SIN – Sistema Interligado Nacional  
TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição  
TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

## SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO .....	13
1.1.	Organização do trabalho.....	16
1.2.	Análise quantitativa.....	17
2.	PROCESSO TÍPICO DE MODERNIZAÇÃO DOS DESENHOS DE MERCADO DE ELETRICIDADE .....	19
2.1.	Separação da atividade de geração das de transmissão e distribuição, seguida de privatização	24
2.2.	Remuneração pelo produto capacidade .....	26
2.3.	Abertura e acesso a mercados de energia para pequenos consumidores ( <i>Retail Competition</i> )	30
2.4.	Reforma de Energia no México.....	35
3.	MODERNIZAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO .....	41
3.1.	Aspectos gerais do SEB .....	41
3.2.	Reforma do Setor Elétrico em tramitação no Congresso (PL 414/2021) .....	46
3.3.	Portaria MME 465/2019: avanço da liberalização .....	50
3.4.	Contratação de Reserva de Capacidade.....	51
4.	DESDOBRAMENTOS DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS SOBRE A EÓLICA ...	53
4.1.	Histórico .....	53
4.2.	Elementos da reforma proposta com maior impacto sobre a fonte eólica.....	59
4.3.	Contribuições ABEEOLICA para a CP MME 033/2017 .....	61
5.	VIABILIDADE ECONÔMICA DE NOVOS PROJETOS EÓLICOS.....	63
5.1.	Parametrização do modelo econômico-financeiro .....	64
5.2.	Rentabilidade de um projeto eólico em 2019 .....	65
5.3.	Preços no ACL e financiabilidade.....	68
5.4.	Aleatorização da geração e do PLD .....	79
5.5.	Impacto PL 414/2021 .....	83
5.5.1.	PLD horário.....	83
5.5.2.	Fim do desconto na TUST/TUSD .....	88
5.5.3.	Separação de lastro e energia .....	89
6.	CONCLUSÃO .....	91
7.	REFERÊNCIAS .....	95

## 1. INTRODUÇÃO

No dia 03 de março de 2020, a Comissão de Infraestrutura do Senado aprovou o Projeto de Lei 232/2016 (PLS232, 2016)<sup>1</sup>, dando mais um importante passo no processo de modernização do marco legal do setor elétrico brasileiro, que tem como pedra fundamental a Consulta Pública 033/2017 (CP033, 2017) do Ministério de Minas e Energia (MME) e que engloba temas como a ampliação do Ambiente de Contratação Livre (ACL), a separação de lastro e energia, o aumento da granularidade temporal e espacial do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), dentre outros.

Paralelamente à pauta reformista que corre no legislativo, medidas concretas já vêm sendo tomadas como a implantação do Custo Marginal de Operação (CMO) semi-horário pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), do PLD horário pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), além de um plano para abertura do ACL<sup>2</sup> e da data para fim do subsídio para as fontes renováveis na forma do desconto na tarifa sobre o uso da rede<sup>3</sup>.

Nesse contexto, muito se tem discutido sobre os impactos que esse novo arranjo comercial do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) terá sobre a atração de investimento para a expansão da matriz elétrica. Como resposta a isso, este trabalho propõe-se a avaliar como as novas fontes de geração renovável, especialmente a eólica, terão sua viabilidade econômica afetada pela transformação do mercado que está em curso.

A referida reforma do SEB, em síntese, dá conta do inexorável movimento de emancipação do consumidor de eletricidade, que se traduz tanto no vultuoso crescimento da geração distribuída quanto na forte migração de grandes consumidores do ambiente de contratação regulada para o livre. Do ponto de vista do planejador, essa descentralização naturalmente se desdobra em um desafio maior para garantir que haja oferta suficiente para atender à crescente demanda por energia elétrica (o famigerado problema da Adequabilidade do Suprimento).

Mundo a fora, investimentos em nova capacidade de geração de energia, por sua vez, são realizados fundamentalmente dentro de um dos três paradigmas de Adequação de Recursos (*Resource Adequacy*) caracterizados a seguir (BUSHNELL, FLAGG e ERIN, 2017): (i) planejador central define o portfólio de usinas apropriado e garante que o investimento seja remunerado ou por uma taxa interna de retorno regulada ou por contratos de longo-prazo de

---

<sup>1</sup> Convertido recentemente no PL 414/2021

<sup>2</sup> Portaria 465/2019 do MME

<sup>3</sup> MP998/20 que, inclusive, já foi convertida na Lei 14.120 de 2021

venda de energia; (ii) mercado atacadista de energia provê sinais econômicos para a expansão da oferta de energia, particularmente nos períodos de escassez, em que o preço de curto-prazo supera em muito os custos operacionais, viabilizando a remuneração do capital e dos custos fixos; e (iii) usinas são remuneradas também pelo atributo capacidade, de tal forma que a receita adicional (à da venda de energia) induz a expansão da oferta.

A ampliação (ainda que lenta) do ambiente de contratação livre distancia o Brasil do modelo (i) supracitado e, a separação de lastro e energia, o aproxima do (iii). Entretanto, não se pode perder de vista que, no arranjo em que parte da remuneração das usinas provém da capacidade de gerar energia que os recursos aportam ao sistema, a outra (e principal) parcela vem da venda de energia propriamente dita. E aí entra um ponto apenas tangenciado pela agenda de modernização do SEB.

Isso porque no Brasil não há propriamente um mercado de energia elétrica, no sentido de um ambiente competitivo no qual periódica e livremente os agentes de geração são chamados a apresentar seus lances (volume de energia e preço mínimo pelo qual estão dispostos a vender) pelo operador do mercado, que tipicamente é também o operador do sistema físico e que consolida a previsão de demanda. Em ambientes desse tipo, é do encontro das curvas de oferta e demanda que é formado o preço da energia.

O que acontece aqui é que o preço é baseado em custos auditados e o operador do sistema tem a prerrogativa unilateral do despacho das usinas, inclusive no que se refere a chamar para operar usinas fora da ordem de mérito. Nesses casos, o custo para o sistema do despacho de uma usina mais cara é repassado aos consumidores cativos via tarifa na forma de um encargo setorial, o que faz com que o preço de curto-prazo não reflita o real custo marginal de operação. O texto do PL 414/2021 inclui uma obrigação de que se implante o sistema de preços por oferta, mas não dá pistas de como isso irá acontecer.

O fato de o preço da energia não ser totalmente crível e o recorrente descompasso entre o real custo de operação e o preço representam um grande obstáculo para qualquer paradigma de Adequação de Recursos que não seja baseado em contratos de longo-prazo. Mesmo que o estado da natureza menos favorável aos agentes de geração na prática não se materialize, a incerteza com os fluxos de receita gera dificuldades de financiamento e tende a levar a um aumento do custo de capital da usina.

Incerteza esta que se deve não só à imprevisibilidade do preço, mas também à variabilidade intrínseca do recurso energético. Nesse sentido, a realocação do risco de preço-quantidade é um dos vetores da CP033 que já se concretizou, na forma de seguidas alterações nos contratos de comercialização do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) leiloados desde

o fim de 2017. Seguindo a máxima de que o risco deve ser alocado para a parte que tem melhor condição de gerenciá-lo, os agentes de geração eólica vêm tendo que absorver muito do risco de variação da geração e subsequente liquidação de sobras ou déficits no mercado de curto prazo, algo que até pouco tempo atrás restava às empresas de distribuição e/ou consumidores cativos.

A história de sucesso da energia eólica no Brasil, que, em pouco mais de uma década, conseguiu viabilizar mais de 18 GW de capacidade instalada (ONS, 2020), está fundamentalmente ancorada em um arranjo comercial em que energia e potência vêm sendo comercializados em um único produto, através de um mecanismo de contratação centralizado em que se leiloam contratos de 20 anos entre um grupo uniforme de agentes (eólica diretamente só compete com outra eólica), cuja contraparte do usineiro ou é um conjunto de distribuidoras ou é o agregado de consumidores na figura da conta de energia de reserva que é gerenciada pela CCEE, no desconto de 50% na tarifa sobre o uso da rede elétrica e em uma liquidação financeira dos contratos em que não se leva em conta a variabilidade horária do preço, de modo que não é de se surpreender que os investidores que já há longa data operam nesse negócio estejam receosos quanto ao novo equilíbrio que se constituirá no mercado.

Por outro lado, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), braço de planejamento do MME, sinalizou no Plano Decenal 2029 (EPE, 2019) uma relevante participação da fonte eólica e da solar no acréscimo de nova capacidade instalada do parque gerador nacional na próxima década, preservando, dessa forma, a tônica do movimento de expansão que se verificou ao longo dos últimos anos. Note-se que o plano foi divulgado em 2019, já em um contexto de intensa discussão sobre a modernização do setor elétrico, e com o escopo de buscar manter a matriz elétrica brasileira limpa, cumprindo desse modo também com os compromissos de sustentabilidade assumidos com a comunidade internacional (ITAMARATY, 2016).

O desafio dos governos, portanto, é atrair capital para viabilizar um sistema elétrico que seja: (i) sustentável, preservando as condições de vida saudável no planeta; (ii) confiável, lidando de modo satisfatório com as flutuações temporais da carga e sem colapsar em momentos de maior consumo; e (iii) de mínimo custo global possível para o usuário final da energia (ONU, 2021). Nos dias de hoje, a resposta para isso invariavelmente passa pela indução de uma relevante participação das renováveis nos investimentos em nova capacidade instalada.

Esse é, na verdade, um movimento de escala global (New Energy Outlook, 2019) e que tem levado inclusive países como o México a redesenhar por completo seu mercado de eletricidade (Marco Regulatório Mexicano, 2014), já experimentando resultados expressivos em termos de acréscimo de nova capacidade instalada de energias renováveis (WOOD, 2018).

Diante disso, o problema que este trabalho se propõe a estudar é se o arranjo de mercado que se materializará com a consolidação dessa agenda de modernização do marco legal do setor elétrico é consistente com aquilo que de melhor se pode aprender da experiência internacional. E, em última análise, importa investigar se o novo equilíbrio de mercado resultante será sustentável no longo-prazo quanto à atração de investimentos para viabilizar a expansão da matriz elétrica em consonância com as restrições de política energética supracitadas, especialmente para viabilizar nova capacidade de geração eólica.

### **1.1. Organização do trabalho**

Além dessa introdução, a presente dissertação conta com cinco capítulos organizados da seguinte forma:

O capítulo 2 destina-se a caracterizar o processo típico de modernização dos mercados de eletricidade, que passa pela transição de um arranjo em que as atividades de geração, transmissão e distribuição são verticalmente integradas em um monopólio estatal para um em que há (i) um mercado aberto a investimentos da iniciativa privada, com (ii) um mecanismo que sinaliza a necessidade de oferta complementar de energia endereçando o problema do *Missing Money* (JOSKOW, 2006), e (iii) competição na atividade de venda de energia ao consumidor final. Adicionalmente, analisa-se os elementos principais do arranjo comercial do setor elétrico mexicano, depois da profunda reforma pela qual ele passou entre 2013 e 2014.

O capítulo 3 apresenta os aspectos centrais do atual arranjo do mercado de eletricidade brasileiro e uma análise tanto dos principais problemas que a reforma visa a endereçar quanto das soluções correspondentes de maior destaque. Além disso, são colocados em perspectiva os destaques da Portaria MME 465/2019 e da MP 998/2020, de maneira a lançar luz sobre os caminhos (alternativos à reforma legislativa) que a agenda de modernização do setor vem tomando para avançar.

O capítulo 4 traz uma revisão das mudanças mais relevantes no marco regulatório pelas quais o negócio de geração de energia elétrica a partir do vento já passou. Começando pelos primeiros leilões para contratação dessa fonte em 2009, apresenta-se uma análise qualitativa do impacto das mudanças introduzidas no capítulo 3 sobre a rentabilidade desses empreendimentos.

O capítulo 5 consiste de uma análise quantitativa dos principais problemas mapeados no capítulo 4, começando com uma investigação das condições em cima das quais os projetos



vencedores dos leilões de 2019 se viabilizaram, para, então, a partir dessa referência, valorar os efeitos da agenda de modernização sobre os novos investimentos em geração eólica.

Por fim, no capítulo 6, são apresentadas as principais conclusões do trabalho, tratando, em primeiro lugar, do problema da aderência da reforma brasileira às boas práticas internacionais e, logo a seguir, do risco de o novo equilíbrio de mercado não ser capaz de continuar induzindo investimento em novas usinas eólicas.

## **1.2. Análise quantitativa**

Este trabalho contém análises quantitativas associadas à precificação do impacto das iminentes transformações no marco legal do sistema elétrico brasileiro sobre a viabilidade econômica dos projetos eólicos.

Para tanto, utilizou-se como base o Método do Fluxo de Caixa do Acionista (DEMARZO e BERK, 2010); e, a partir dos fluxos de caixa livres, calcula-se a taxa interna de retorno para o acionista, que é a métrica de rentabilidade utilizada na comparação dos cenários.

A parametrização do modelo econômico-financeiro, a partir do qual os fluxos de caixa mencionados foram gerados, por sua vez, leva em conta as especificidades do negócio de geração eólica, como: capacidade instalada, fator de capacidade, variabilidade temporal do recurso energético, custos de implantação e operação e manutenção da usina, condições de financiamento, curva de preço e alocação de risco de quantidade constantes do *Power Purchase Agreement* (PPA), regime tributário no qual a empresa que detém o ativo se enquadra, dentre outras. Além disso, vale dizer que a modelagem se beneficiou de uma validação frente às condições reais de mercado às quais o autor vem tendo acesso ao longo da última década em sua carreira profissional.

Respaldam ainda as análises quantitativas dados reais de geração de diversas usinas interligadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), de preço horário da energia da operação sombra da CCEE bem como alguns dados mais macro associados à operação do sistema extraídos da base de dados do ONS, conforme caracterização mais detalhada apresentada na Tabela 1.

<b>Tabela 1: Descrição geral da base de dados com as séries temporais utilizadas no trabalho</b>					
<b>#</b>	<b>Dado</b>	<b>Fonte</b>	<b>Resolução temporal</b>	<b>Início</b>	<b>Fim</b>
1	Geração de energia do Conjunto Eólico Caetité A (BA)	(ONS)	Horária	jan/18	dez/19
2	Geração de energia do Conjunto Eólico Serra da Babilônia (BA)	(ONS)	Horária	jan/19	dez/19
3	Geração de energia do Conjunto Eólico Itarema V (CE)	(ONS)	Horária	jan/18	dez/19
4	Geração de energia do Conjunto Eólico Livramento 2 (RS)	(ONS)	Horária	jan/18	dez/19
5	Geração de energia da Usina Eólica Macaúbas (BA)	(ONS)	Horária	jan/13	dez/16
6	Geração de energia da Usina Eólica Rio do Fogo (RN)	(ONS)	Horária	jan/07	dez/16
7	Geração de energia da Usina Eólica Rio do Fogo (RN)	(ONS)	Mensal	jul/06	mai/20
8	Geração de energia da Usina Eólica Osório (RS)	(ONS)	Mensal	jul/06	mai/20
9	Custo marginal de operação (SE e NE)	(ONS)	Mensal	jul/01	mar/20
10	Carga de energia	(ONS)	Mensal	jul/01	mar/20
11	Geração de energia agregada das usinas hidrelétricas	(ONS)	Mensal	jul/01	mar/20
12	Geração de energia agregada das usinas térmicas	(ONS)	Mensal	jul/01	mar/20
13	Geração de energia agregada das usinas eólicas	(ONS)	Mensal	mar/06	mar/20
14	PLD (SE e NE)	(CCEE)	Mensal	jul/01	mar/20
15	PLD sombra (S e NE)	(CCEE)	Horária	abr/18	dez/19

Fonte: Elaboração própria

## **2. PROCESSO TÍPICO DE MODERNIZAÇÃO DOS DESENHOS DE MERCADO DE ELETRICIDADE**

Diante de um cenário de revisão dos fundamentos do marco legal do SEB, resta inevitável dar um passo atrás e se perguntar quais problemas se buscou endereçar no momento em que o arranjo vigente foi constituído ou até, para além disso, quais fundamentos econômicos tipicamente ancoram o marco legal de um sistema elétrico.

Nesse sentido, os primeiros movimentos na construção da linha mestra deste trabalho passaram pela busca de estudos na área de arranjos ou estruturas de mercado de eletricidade. Dentre eles, merecem especial destaque Viana (2018) e Castro, Brandão, et al. (2017), justamente por cobrirem desde a parte dos desenhos canônicos, amparada sobretudo em Hunt (2002), até uma revisão geral dos arranjos em utilização ao redor mundo, englobando também as principais reformas que aconteceram nos últimos anos.

De antemão, vale colocar em perspectiva o fato de que a indústria da eletricidade tem certas particularidades que tornam o trabalho do desenho do mercado especialmente desafiador (CASTRO, BRANDÃO, *et al.*, 2017), quais sejam:

- Oferta e demanda precisam estar em equilíbrio em tempo real: em larga escala, ainda é inviável estocar energia elétrica. Comparando com o que acontece com outros tipos de bens e serviços, essa característica<sup>4</sup> de que produção e consumo precisam acontecer exatamente no mesmo momento faz com que o mercado de eletricidade seja particularmente complexo e, o preço, mais volátil, mesmo em períodos curtos;
- Produto homogêneo: independentemente da fonte a partir da qual a energia elétrica é gerada, o produto que o consumidor, em última instância, recebe é o mesmo; porém, as fontes de geração têm características diferentes. Ademais, o adequado funcionamento do sistema elétrico demanda atributos complementares à energia que movimenta os medidores das nossas casas. Capacidade, estabilidade elétrica, externalidades ambientais etc. são fatores que tornam a comercialização daquilo que os geradores de eletricidade produzem algo não trivial;

---

<sup>4</sup> Que ainda se soma ao fato de haver restrições físicas para o transporte (as linhas de transmissão, subestações e redes de distribuição pelas quais escoam a eletricidade têm capacidade limitada)

- Barreiras de entrada: a tecnologia do setor é de capital intensiva, com longo prazo de maturação dos investimentos e altos custos afundados, de modo que a dinâmica de entrada e saída de agentes nesse mercado é mais lenta que a de muitos outros; e
- Longos períodos de implantação: construir novas usinas e/ou infraestruturas de transmissão e distribuição de energia leva muito tempo, de maneira que a expansão do sistema precisa ser planejada com anos de antecedência.

Os desenhos canônicos, por sua vez, se dividem fundamentalmente entre os monopólios verticalmente integrados e os modelos competitivos. No cerne da comparação entre eles está o fato de que, em equilíbrio, o preço<sup>5</sup> praticado pelo monopolista é maior do que o de um mercado competitivo, que é igual ao custo marginal.

A integração vertical em questão diz respeito, no setor elétrico, a se ter sob um mesmo controlador as atividades de geração, distribuição e transmissão de eletricidade, o que naturalmente gera muitas sinergias técnicas e econômicas e esteve presente, durante muitos anos e até pouco tempo, em provavelmente todos os mercados de eletricidade do mundo.

A partir dessa perspectiva, a propósito, é até curioso ver que o movimento de transição energética<sup>6</sup> tão discutido atualmente representa, de alguma forma, uma volta ao princípio do que eram os sistemas elétricos na época de Thomas Edison e George Westinghouse, em que os consumidores geravam sua própria energia. O visionário Samuel Insull, discípulo de Edison, inclusive fez fortuna, no início do século passado, ao perceber que havia uma oportunidade de negócio ao agregar consumidores com perfis de carga diferentes (por exemplo, comércios, de maior consumo diurno, e residências, com maior demanda durante a noite) e os conectar a uma unidade geradora de maior porte, que, por sua vez, permaneceria ligada por mais tempo, se beneficiando de ganhos de escala (BAKKE, 2016).

A análise do caminho de modernização do desenho de mercado de eletricidade pelo qual vários países passaram mostra, entretanto, que esse modelo verticalmente integrado que remonta aos tempos de Samuel Insull acabou perdendo espaço nas últimas décadas para os que induzem a competição. Do ponto de vista da racionalidade econômica, como já mencionado, isso faz todo sentido. A Figura 1, a propósito, apresenta um panorama de como os mercados de eletricidade estão atualmente estruturados ao redor do mundo, inspirado na perspectiva dos

---

<sup>5</sup> Viana (2018) apresenta essa demonstração, a partir de fundamentos da teoria microeconômica

<sup>6</sup> Que tem o empoderamento do consumidor e a geração distribuída entre seus principais pilares

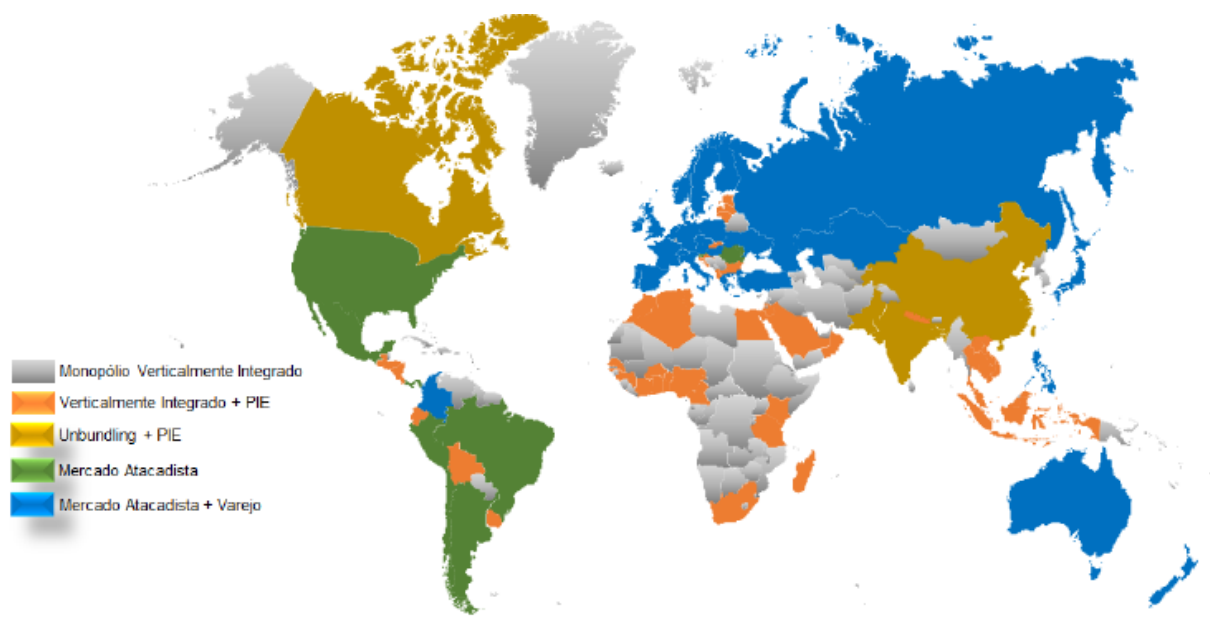
desenhos canônicos (HUNT, 2002); contudo, cabe destacar que a exemplo da maioria dos países na América Latina, a representação do Brasil com experiência de mercado atacadista é simplória e imprecisa. O processo de formação de preços no mercado de eletricidade no Brasil não segue a lógica de um mercado atacadista funcional de eletricidade. Esse tema será mais bem explorado ao longo da presente dissertação.

Para além de mitigar as margens *markups* auferidas por uma firma monopolista, a implantação de um modelo competitivo fomenta a inovação tecnológica e a melhora da qualidade dos serviços. Daí decorre, por um lado, maior eficiência e aumento do bem-estar da sociedade. Mas também surge um desafio para o legislador de buscar soluções que aproximem a realidade do mercado às condições de concorrência perfeita da teoria microeconômica (VARIAN, 2005), quais sejam:

- Operam no mercado muitos produtores e compradores, de modo que nenhum deles exerce poder de mercado;
- Nenhum agente exerce influência no preço, de maneira que todos eles são apenas tomadores de preço, decidindo somente o quanto desejam produzir;
- Negocia-se no mercado um produto homogêneo;
- Não existem barreiras à entrada nem à saída no mercado;
- Existe livre mobilidade dos fatores de produção, capital e trabalho, em todas as empresas e na indústria como um todo; e
- Existe simetria de informação: todos os agentes sempre têm acesso exatamente à mesma informação para tomar suas decisões.

Dito isso, como mostra a Figura 1, há diferentes níveis de abertura do tradicional monopólio verticalmente integrado, o que, de certa forma, abre caminho para a tese de que há um processo típico de modernização pelo qual os mercados de eletricidade passam. Naturalmente as diferenças entre os arranjos mundiais dialogam também com as particularidades de cada país, especialmente no que se refere à composição de sua matriz energética, ao nível geral de estatização da economia e em como a população reage a isso, à capacidade de investimento do Estado etc.

**Figura 1: Panorama dos desenhos de mercado pelo mundo**



Fonte: (VIANA, 2018)

Há controvérsias com relação ao critério utilizado no mapeamento de mercado que consta da Figura 1<sup>7</sup>, especialmente no que se refere a chamar de Mercado Atacadista o ambiente em que, em muitos países, incluindo o Brasil, não há muito mais do que a quebra do monopólio estatal na atividade de geração de energia. Adicionalmente, vale dizer que essa classificação é bastante geral (e até um pouco simplista), no sentido de que, por exemplo, não reflete a heterogeneidade observada dentro de países como os Estados Unidos, que apresentam uma diversidade grande de arranjos comerciais nos diferentes sistemas elétricos existentes em seu território.

Aqui no Brasil, como já dito, não há um ambiente competitivo no qual periódica e livremente os agentes de geração são chamados pelo operador de mercado a apresentar seus lances (volume de energia e preço mínimo pelo qual estão dispostos a vender), efetivamente participando da dinâmica de formação do preço de um mercado.

Para além disso, como argumenta Castro, Brandão, et al (2017): (i) o ONS tem a prerrogativa do despacho das usinas. No modelo de despacho adotado, com base nos custos, compete ao operador do sistema a decisão de acionar ou parar as unidades produtivas; e (ii) não

<sup>7</sup> O acrônimo PIE corresponde a Produtor Independente de Energia e, no contexto da abertura do setor de geração, refere-se ao agente que opera nesse mercado e não é a *utility* estatal, tendo, portanto, como um dos seus principais objetivos, a remuneração do capital dos acionistas. O anglicismo *unbundling* é um termo bastante utilizado para se referir à separação das atividades (verticalmente integradas) da *utility* do setor elétrico

há no sentido estrito um preço de mercado para a energia no curto prazo. As negociações e contratação pelos agentes de consumo que podem escolher livremente seus fornecedores não acontecem em um ambiente de mercado organizado. Uma cadeia de modelos de otimização determina um preço de liquidação da diferença (PLD) ao qual são liquidadas no ambiente da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) as diferenças entre posições de geração e contratos registrados e consumo. O PLD é calculado computacionalmente pela CCEE com o mesmo modelo matemático utilizado pelo ONS para planejar de forma ótima o despacho.

Uma outra forma de examinar as diferenças entre os desenhos de mercado que constam da Figura 1 é a partir da lente dos paradigmas de Adequação de Recursos (*Resource Adequacy*) apresentados anteriormente (BUSHNELL, FLAGG e ERIN, 2017). Em outras palavras, o arranjo do mercado de energia elétrica em boa medida revela a solução vigente para garantir a confiabilidade ou suficiência do suprimento, seja ela:

- (i) planejador central define o portfólio de usinas apropriado e garante que o investimento seja remunerado ou por uma taxa interna de retorno regulada ou por contratos<sup>8</sup> de longo-prazo de venda de energia;
- (ii) mercado atacadista de energia provê sinais econômicos para a expansão da oferta de energia, particularmente nos períodos de escassez, em que o preço de curto-prazo supera em muito os custos operacionais, viabilizando a remuneração do capital e dos custos fixos; ou
- (iii) usinas são remuneradas também pelo atributo capacidade, de tal forma que a receita adicional (à da venda de energia) induz a expansão da oferta.

A partir disso, o que se passa a discutir daqui em diante são as etapas chave do caminho de modernização pelo qual os mercados de eletricidade tipicamente passam, com especial atenção para as motivações econômicas associadas a cada uma delas.

---

<sup>8</sup> Importante esclarecer que contratos de compra e venda de energia constituem também um instrumento amplamente utilizado nos demais paradigmas de Adequação de Recursos, justamente porque dão aos agentes condição de se proteger das variações do preço da energia nos mercados de curto-prazo. A referência específica aos contratos no primeiro paradigma tem que ver com o fato de que, nesse arranjo, a remuneração dos investidores não se dá pelo valor intrínseco da energia e, por isso, os contratos de longo-prazo desempenham um papel fundamental no dimensionamento / modelagem das receitas da usina.

### **2.1. Separação da atividade de geração das de transmissão e distribuição, seguida de privatização**

Quando a atividade de geração de energia é de responsabilidade da *utility* monopolista, a viabilização de nova capacidade instalada se dá com base em uma taxa de retorno regulada aplicada sobre custos prudentemente incorridos, ao invés do próprio valor de mercado da energia gerada (BUSHNELL, FLAGG e ERIN, 2017).

Nessa realidade, inclusive, quando não há um problema de falta de recursos financeiros, o que se observa é um viés de superinvestimento em nova capacidade instalada, em razão do atraente binômio risco-retorno (AVERCH e JOHNSON, 1962). Diante disso, o principal argumento em favor da quebra do monopólio é o da eficiência.

Conforme aponta Joskow (1997), nesse tipo de paradigma de Adequação de Recursos, a maior parte do risco de mercado associado a investimentos em nova capacidade instalada é assumida pelo consumidor. Nesse contexto, as maiores oportunidades para redução de custo no setor elétrico estão associadas aos investimentos de longo-prazo em nova capacidade instalada (JOSKOW, 1997).

A primeira etapa do processo típico de modernização dos desenhos de mercado de eletricidade consiste na separação (*unbundling*) das atividades de geração, transmissão e distribuição, seguida de introdução de competição no setor de geração e privatização das empresas de transmissão e distribuição (indústrias de rede, portanto monopólios naturais).

Em muitos casos, esse movimento é influenciado pela necessidade do Estado de recorrer à iniciativa privada para que os investimentos em expansão e/ou modernização das infraestruturas de geração, transmissão e distribuição sejam feitos.

Nessas situações, o quadro que se observa é de: (i) risco crescente do suprimento de energia, consequência da escassez de investimento em nova capacidade instalada e de taxas crescentes de falha em equipamentos, em razão de manutenção preventiva inadequada, e (ii) preços de energia elevados e/ou níveis muito altos de subsídios por parte do Estado, resultado sobretudo da necessidade de acionar plantas de geração antigas e pouco eficientes.

Referência dos processos de modernização e liberalização é a reforma iniciada no Reino Unido em 1989, que acabou se transformando em parâmetro para muitos outros países no que se refere à introdução de competição no setor elétrico. Vale dizer também que ela dialoga bastante diretamente com os princípios de concorrência perfeita antes citados (CASTRO, BRANDÃO, *et al.*, 2017), fundamentando-se nos seguintes vetores:



- Desverticalização;
- Privatização de empresas públicas;
- Reestruturação horizontal (entrada) da geração, de maneira que houvesse várias empresas competindo entre si nesse mercado;
- Monopólios da indústria de redes (transmissão e distribuição) mantidos, porém sujeitos à regulação econômica pelo Estado;
- Sistema operado por um Operador Independente de Redes de Transmissão;
- Criação de mercado atacadista de energia elétrica, no qual geradores negociam grandes blocos de energia.

Como indica a Figura 1, esse primeiro movimento de abertura do mercado já aconteceu, ao menos parcialmente, em diversos países e regiões ao redor do mundo<sup>9</sup>. Seus principais desdobramentos para o setor são: (i) separação das atividades de geração, transmissão e distribuição, (ii) criação da figura do produtor independente de energia, (iii) privatização e regulação das atividades de transmissão e distribuição (monopólios naturais / indústria de rede) e (iv) estruturação de um mercado atacadista.

Com a criação do mercado atacadista de energia, o paradigma de Adequação de Recursos se ancora no valor de mercado da energia (BUSHNELL, FLAGG e ERIN, 2017). Em outras palavras, o investimento em nova capacidade instalada passa a ser remunerado pela receita auferida na venda de energia. Como, em equilíbrio competitivo, o preço é igual a custo marginal, as receitas advindas dos momentos de escassez se tornam fundamentais para que o investidor atinja o retorno esperado nessa estrutura. Nesse sentido, o sinal econômico para a expansão da oferta é justamente o nível da receita de escassez.

Ainda sobre o mercado atacadista, importante analisar, mesmo que brevemente<sup>10</sup>, como o preço da energia é formado. O caso mais intuitivo é o que se observa em países da Europa e nos Estados Unidos, em que todos os dias (por isso a recorrente referência a “mercado de curto prazo” ou “mercado *spot*”) agentes do mercado atacadista são chamados<sup>11</sup> para apresentar, relativamente a cada hora (ou fração de hora, em alguns casos) do dia seguinte (*Day-ahead Market*<sup>12</sup>), seus lances de oferta e preço (geradores) e demanda (distribuidoras,

<sup>9</sup> A principal exceção é o continente africano

<sup>10</sup> Para maiores detalhes, ver (CASTRO, BRANDÃO, *et al.*, 2017)

<sup>11</sup> Pelo operador do mercado, que comumente é também o operador do sistema elétrico

<sup>12</sup> Dada a aleatoriedade do consumo e, quando aplicável, da geração renovável, há adicionalmente o chamado *Intra-day Market*, para que os agentes possam ajustar as suas posições, entre o momento do *bid* no *Day-ahead Market* e o da operação física do sistema

comercializadoras e grandes consumidores). O preço de equilíbrio (que remunerará igualmente todos os geradores) corresponde ao preço pedido pelo gerador marginal (aquele que fará, através de seu montante de geração, com que a oferta agregada se iguale à demanda).

No equilíbrio competitivo, o preço da energia corresponderá ao custo marginal do gerador que, no topo da pilha de oferta agregada, igualará oferta e demanda. No caso de essa usina ser uma térmica, esse custo corresponde majoritariamente ao custo do combustível. Nesse sentido, em países com uma matriz predominantemente térmica (caso dos Estados Unidos, por exemplo), o preço da energia elétrica no Mercado de Curto Prazo (MCP) está fortemente correlacionado com o preço do combustível da térmica que costuma levar ao equilíbrio de mercado (gás natural, no caso dos EUA), o que colabora com a previsibilidade do preço da eletricidade (CASTRO, BRANDÃO, *et al.*, 2017).

Mais ou menos previsível, o fato é que os preços da energia nos mercados de curto prazo oscilam muito, e, por isso, os agentes costumam buscar formas de mitigar esse risco (com vistas sobretudo à estruturação financeira dos projetos) assinando contratos (a termo) e/ou adotando estratégias de negociação, que têm como principal objetivo gerenciar riscos (de preços) quanto a variações futuras. Em mercados mais maduros, inclusive, há bolsas de energia funcionando, em que contratos são transacionados, além de outros derivativos (opções, *swaps* etc).

Como já mencionado, o preço no curto prazo no Brasil é bastante influenciado pelo preço futuro calculado da água, em razão da predominância das hidrelétricas na matriz, e, no caso das térmicas, o custo variável é auditado. Além disso, o Operador Nacional do Sistema (ONS) tem a prerrogativa de decidir o despacho das usinas com base em informações de custos auditáveis, de maneira que as decisões operacionais dos agentes de geração têm pouca influência sobre a formação do preço.

## 2.2. Remuneração pelo produto capacidade

Abrir o mercado de geração de energia elétrica para a iniciativa privada é um passo muito importante para promover ganhos de eficiência: uma vez havendo livre acesso às redes de eletricidade, a competição na geração permite alcançar redução de margens (*markups*). Uma nova pergunta surge: o mercado atacadista de energia será capaz de, por si só, prover incentivos suficientes<sup>13</sup> para que os investimentos em nova capacidade instalada sejam feitos?

---

<sup>13</sup> Em teoria, a persistência do custo marginal de operação em níveis mais altos que o custo marginal de expansão deveria atrair novos agentes para o mercado, da mesma forma que o custo marginal de operação mais baixo que o custo de operação das usinas menos eficientes deveria as desincentivar a permanecer no mercado.

Num mercado em que já houve separação das atividades da *utility* pública e que a expansão da oferta de energia elétrica depende sobretudo da iniciativa privada, o problema da remuneração do *peaker*<sup>14</sup> é particularmente importante e é dele que Joskow (2006) em boa medida se ocupa.

No ambiente econômico no qual a usina *peaker* à qual Joskow (2006) se refere está inserida, o risco do preço da energia é alocado ao dono da usina, no sentido de que a receita advinda do despacho<sup>15</sup> é peça chave para a viabilidade econômica do empreendimento, o que naturalmente, para uma usina que foi concebida para operar poucas horas no ano, é especialmente sensível.

É interessante notar que há mercados (como o brasileiro) em que usinas térmicas que não operam na base (funcionando em tese somente algumas poucas horas no ano) são remuneradas basicamente por estarem disponíveis e, nas ocasiões em que são chamadas para operar, o seu custo variável é reembolsado.

Essa diferenciação é importante porque ela dá conta de soluções distintas para resolver o problema de que não há como saber exatamente quantas horas no ano uma usina *peaker* operará - o que tem que ver, por exemplo, com o quão quente será o verão e portanto com a medida com que os aparelhos de ar condicionado serão ligados. Tampouco é conhecido o preço da energia elétrica nesses momentos (o que tem ver com a necessidade de acionar mais ou menos potência de térmicas de alto custo variável para o sistema, em razão por exemplo de a potência disponível das hidrelétricas, eólicas e/ou solares nesse momento não estar alta o bastante).

A questão fundamental que Joskow (2006) busca endereçar é conhecida na literatura como problema de *Missing Money (MMP)* e diz respeito justamente à necessidade de que o preço da energia nos momentos de escassez (preço de escassez) possa variar livremente de maneira a gerar a receita necessária para remunerar o capital dos acionistas das usinas *peakers*. Isso traz consigo ao menos dois outros problemas, quais sejam: (i) em razão da tradicional inelasticidade da demanda ao preço da eletricidade, os consumidores podem acabar enfrentando um preço muito alto por esse bem necessário e (ii) o risco de os proprietários/investidores de

---

<sup>14</sup> Anglicismo frequentemente utilizado no setor elétrico para ser referir às usinas (em geral térmicas) que são acionadas para cobrir picos de demanda por eletricidade. Essas usinas costumam ter custo fixo baixo e alto custo variável. E, como são chamadas a gerar em curtos intervalos de tempo, a remuneração de seus investimentos depende da capacidade de negociar energia a preços suficientemente elevados nesses períodos.

<sup>15</sup> Termo bastante utilizado no setor elétrico para se referir à chamada do operador do sistema elétrico para que uma usina entre em operação. Ser despachado é ser acionado para gerar energia

usina exercerem poder de mercado, reduzindo intencionalmente a oferta de energia para artificialmente provocar um aumento do preço.

A solução típica que reguladores de mercados de eletricidade mais liberalizados (em oposição ao exemplo da remuneração por disponibilidade encontrada no Brasil) adotam para o MMP é a de definir um preço-teto para o valor *spot* da energia. Cria-se assim uma proteção para o consumidor, mas compromete-se a remuneração do capital dos acionistas das usinas.

O MMP não é que os geradores venham a auferir muito pouco pela venda da energia, mas sim que o façam quando o nível de Adequação de Recursos esteja certo (CRAMTON e STOFT, 2006).

O efeito do MMP destacado por Joskow (2006) é que, ao longo do tempo, essa frustração de receita acaba desincentivando investimentos em nova capacidade de geração, o que, por sua vez, traz desdobramentos negativos sobre a adequação de recursos, conforme se observou em certos<sup>16</sup> sistemas elétricos nos Estados Unidos.

Como resposta a esse problema, portanto, ele propõe a criação do mercado de capacidade: a depender da demanda vigente por potência adicional, tal mecanismo teria a virtude de remunerar em maior ou menor grau esse atributo que certas usinas têm condição de oferecer para o sistema.

A criação de um mercado de capacidade em si, por sua vez, não é a única alternativa para que se gere uma receita adicional associada a esse novo produto. Em qualquer caso, a solução de remunerar os donos de usina por esse atributo configura um novo paradigma de Adequação de Recursos.

Do ponto de vista da implementação do arranjo comercial através do qual os agentes de geração serão remunerados pelo produto capacidade, EPE e MME (2018) apresenta um levantamento dos principais mecanismos utilizados mundo afora, dentre os quais se destacam os seguintes:

- Leilões de Capacidade: “No modelo de Leilão de Capacidade, uma autoridade central determina o volume de capacidade requerida pelo sistema e contrata essa capacidade de forma centralizada através de um leilão. (...) A quantidade de capacidade a ser contratada é baseada em requisitos de adequação do sistema, como uma previsão de carga máxima. (...) Os leilões podem ocorrer com anos de antecedência, e os vencedores se comprometem em prover capacidade e

---

<sup>16</sup> Diferentemente do que acontece no Brasil, em que há um único sistema elétrico de grande dimensão, que interliga praticamente todo o país, os EUA têm vários sistemas independentes.

recebem o preço de fechamento do leilão, que valoriza a capacidade e incentiva o investimento em recursos novos”

- Obrigação de Capacidade *ex post*: “Nesse mecanismo, a responsabilidade de adquirir a capacidade é das distribuidoras e comercializadoras. No entanto, o montante da obrigação é conhecido a posteriori (*ex post*), e então é verificado por uma autoridade central. Isso porque a obrigação se baseia no consumo verificado. A metodologia para determinar o montante da obrigação é conhecida previamente. A obrigação pode ser adquirida de diversas formas, incluindo contratos bilaterais ou leilões”
- Opções de Confiabilidade: “O funcionamento do contrato da Opção de Confiabilidade se assemelha ao de um contrato financeiro de opção de compra. O operador do sistema adquire o direito de comprar eletricidade dos geradores a um determinado preço de exercício. Assim como nas opções de compra financeiras típicas, o detentor da opção exercerá este direito se, e somente se, for considerado vantajoso, ou seja, se o índice (no caso, o preço da eletricidade no mercado spot) for superior ao preço de exercício, que serve como uma indicação de quando a segurança do sistema está em risco (condições de escassez)”

Nesse ponto, vale lançar luz sobre a diferença entre os conceitos de Adequação de Recursos e Confiabilidade. O primeiro está relacionado à viabilização de investimentos em nova capacidade instalada, garantindo que a oferta acompanhe o movimento da demanda por energia (BUSHNELL, FLAGG e ERIN, 2017). Já o segundo diz respeito a oferta estar em condição de operar quando de fato houver demanda. Especialmente num contexto de recursos energéticos diversificados (vento, sol, água, etc), o mercado atacadista de energia, através das receitas de escassez, é em tese capaz de induzir investimento em nova capacidade instalada, mas não necessariamente garante que as usinas com potencial de gerar energia de fato o farão nos picos de demanda.

Em razão disso, no contexto em que a remuneração pelo atributo capacidade é um dos componentes da receita das usinas e serve como indutor de nova capacidade instalada, é muito importante garantir, do ponto de vista da confiabilidade do suprimento, que essa remuneração não se dê de maneira desvinculada da performance das usinas nos momentos de escassez. Em outras palavras, não basta ter capacidade instalada de geração suficiente, é preciso que essa capacidade esteja disponível nos momentos em que o sistema demandar.

Para reforçar esse entendimento, vale recuperar da física os conceitos de potência e energia, os quais, no contexto da eletricidade, têm que ver respectivamente com a capacidade de suprir o consumo instantâneo de eletricidade (medida em watt) e a utilização ao longo do tempo dessa capacidade (medida em watt-hora). Complementarmente, com a ajuda da matemática, é possível dizer que a energia é a integral (área sob o gráfico) da potência no tempo.

À luz disso, a preocupação do planejador do sistema elétrico com capacidade (potência) fundamentalmente aponta para o risco de que o consumo de eletricidade, em um dado instante, seja maior do que a potência agregada disponível. A ideia de potência disponível é especialmente importante em sistemas em que não há total controle do combustível (uma usina eólica, por exemplo, tem potência disponível nula quando a velocidade do vento é inferior à velocidade de *cut-in*<sup>17</sup> dos aerogeradores) ou em que há inércia térmica (leva algum tempo até que usinas térmicas, quando acionadas, fiquem aptas a operar em plena carga).

Mitigar esse risco é um dos grandes desafios que o planejador do sistema elétrico tem para resolver. Isso muito em razão do fato de que ele depende da Máxima Disposição a Pagar<sup>18</sup> dos consumidores por confiabilidade. Um sistema mais confiável, do ponto de vista do risco de o consumo, em algum momento, ser maior do que a oferta de eletricidade, é um sistema que custa mais ao consumidor e que pressupõe de mecanismos específicos para induzir investimento nas fontes de geração que aportem esse atributo.

Enfim, o problema do subinvestimento em nova capacidade instalada de geração de energia elétrica é concreto e, conforme argumenta Joskow (2006), a lógica de mercado (em oposição à que se apoia em um planejador que determina quanto de potência de cada fonte de energia deve ser contratada para os próximos anos) adequada para gerar os incentivos necessários para que os agentes privados de fato invistam na ampliação do parque gerador do sistema elétrico é a de desenhar e implementar mecanismos para contratação de capacidade. Esse segundo passo no processo típico de modernização do desenho de mercado de eletricidade passa por criar um vaso comunicante entre o problema da insuficiência de receita do gerador (*Missing Money*) e o da confiabilidade.

### **2.3. Abertura e acesso a mercados de energia para pequenos consumidores (*Retail Competition*)**

---

<sup>17</sup> Velocidade do vento a partir da qual os aerogeradores começam a gerar energia elétrica

<sup>18</sup> A disposição a pagar por confiabilidade dialoga diretamente com outro conceito recorrente no setor que é o do custo do déficit. Nessa linha, os agentes estarão tanto mais dispostos a pagar por capacidade instalada adicional quanto maior for sua perda de utilidade em caso de déficit de energia

Dentro do arranjo tradicional dos mercados de eletricidade, cabe à empresa de distribuição de energia oferecer aos usuários finais tanto o serviço de rede (monopólio natural) quanto o da venda de energia. Dito de outra forma, as distribuidoras cobram por um pacote composto pelo direito de usar certa capacidade da rede elétrica e pelo consumo de energia propriamente dito.

Dar ao consumidor final o direito de escolher livremente de quem comprar energia tem sido uma questão bastante recorrente nas discussões em torno da modernização do arranjo comercial do setor elétrico em muitos países e regiões. Esse movimento se desdobra, por sua vez, na separação do serviço de rede (que continua sendo um monopólio regulamentado) dos arranjos financeiros para compra de energia no mercado atacadista e revenda para os usuários finais (varejo).

Em razão do fato de que nem a responsabilidade por manter consumo e geração de energia em equilíbrio dinâmico (incumbência do operador físico do sistema) nem a de gerenciar as redes de distribuição (que levam a energia até os usuários finais) são suas, a natureza da atividade da empresa que surge com a abertura do mercado varejista de energia elétrica é essencialmente de intermediação financeira (compra grandes blocos de energia / assume posições financeiras no mercado atacadista e os vende em pequenas porções no varejo). Compõem ainda o seu escopo de atuação tanto a medição e faturamento dos montantes consumidos quanto o próprio serviço de atendimento ao cliente.

A separação das atividades da distribuidora e a subsequente introdução de competição no mercado varejista de energia elétrica vêm carregadas de expectativa por parte dos consumidores. O aumento esperado de eficiência (traduzido em preços mais baixos para o usuário final, frente aos praticados no mercado regulado), entretanto, para que seja sustentável, depende da capacidade dos comercializadores varejistas de gerar valor para os seus clientes para além da redução da margem de lucro na operação de compra e venda de energia. Essa é, na verdade, a única forma de eles cobrirem custos com publicidade, campanhas promocionais e atendimento especializado aos clientes, atividades estas bastante estratégicas para o mercado residencial e de pequenos comércios, porém até então desnecessárias no mercado regulado (não há razão de gastar dinheiro com propaganda quando não há concorrência).

Nesse sentido, a atividade de comercialização varejista, em outros tipos de mercado, faz muito sentido pelo valor que ela traz para os consumidores (em comparação com o mercado atacadista), justamente por (JOSKOW, 2000):

- Estabelecer locais, dias/horários e maneiras mais convenientes para a compra dos produtos
- Fornecer diversidade de marcas e produtos substitutos / complementares
- Trazer a possibilidade de que clientes menos familiarizados com o produto possam tirar dúvidas e receber suporte técnico para buscar a marca / modelo que melhor se adequa às suas necessidades
- Proporcionar suporte técnico-comercial no pós-venda
- Viabilizar preços bastante próximos aos do atacado no caso de uma atuação mais específica (lojas de roupa que privilegiam o preço em detrimento da variedade, por exemplo)
- Fomentar inovações tecnológicas que reduzem custos inerentes à atividade varejista e permitem que a economia seja repassada para o consumidor final
- Permitir a construção de relações de confiança, no sentido de que, muitas vezes, o consumidor não se importa em pagar um pouco mais para comprar de um fornecedor de melhor reputação

O comercializador varejista de energia elétrica, por sua vez, ao fazer uso da infraestrutura pública de transmissão e distribuição de energia, não consegue oferecer a seus clientes locais diferentes para o fornecimento de energia tampouco melhorar o nível de confiabilidade do suprimento de eletricidade. Mais do que isso, a natureza de monopólio da rede elétrica impõe sérias restrições ao que um comercializador de eletricidade pode fazer frente ao que varejistas de outras indústrias existem para fazer (JOSKOW, 2000).

Dito isso, para além do valor intrínseco da competição entre os agentes operando no mercado que leva à redução do *spread* entre o custo de compra da commodity no mercado atacadista e o preço de revenda no varejo, as principais oportunidades de geração de valor na atividade de comercialização varejista de energia elétrica são as seguintes (que, como já dito, deveriam ser capazes de superar os custos de publicidade, campanhas promocionais e atendimento especializado ao cliente, que, quanto à venda de energia, fazem a operação do comercializador varejista mais cara que a da distribuidora) (JOSKOW, 2000):

- Redução de custos nas atividades de medição, faturamento e atendimento ao cliente através do uso de tecnologias mais eficientes



- Negociação de melhores condições no mercado atacadista, por exemplo a partir de contratos *forward* bilaterais com os agentes de geração
- Uso de tecnologias mais sofisticadas de medição e controle, de tal forma tanto a viabilizar que flutuações horárias de preço no mercado atacadista sejam percebidas quanto a reagir a elas, assumindo um papel ativo de resposta da carga (demanda) aos sinais de preço (algo ainda bastante incipiente atualmente, especialmente no segmento residencial e de pequenos comércios). O fortalecimento da resposta da demanda, por sua vez, tende a colaborar para a melhora do funcionamento do mercado atacadista ao diminuir o poder de mercado dos agentes de geração (de forçar aumentos artificiais de preço em razão de redução intencional da oferta) e ao aumentar sua liquidez (resultado de mais agentes operando e instrumentos de gestão de risco mais completos)
- Mitigação do risco de preço para os clientes: à medida que os usuários finais de energia ficam mais expostos ao risco de preço é natural que eles busquem mecanismos de mitigação, dado o seu perfil predominante de aversão a risco. O comercializador varejista naturalmente está numa posição muito favorável (entre o grupo de geradores – provavelmente com perfis diferentes de geração – de quem compra energia e o seu portfólio de clientes) para formatar soluções bastante eficientes de mitigação desse risco
- Mitigação do risco climático para os clientes, que se se traduz, em última análise, também em risco de preço. Para os consumidores finais pode ser benéfico contratar um seguro contra os impactos de fenômenos climáticos extremos, protegendo seu fluxo de caixa contra aumentos imprevistos na conta de energia
- Desenvolvimento / comercialização de soluções do tipo *behind the meter*: os comercializadores varejistas podem agregar valor aos seus clientes oferecendo soluções de eficiência energética, geração distribuída e armazenamento de energia, colaborando dessa forma tanto com a melhora da confiabilidade do suprimento quanto com a otimização dos gastos com o fornecimento de energia
- Energia limpa: alguns consumidores claramente têm preferência por consumir energia de fontes renováveis, ainda que a um custo maior. Muito embora não seja possível diferenciar os elétrons “verdes” dos de fontes térmicas na grande “piscina” do sistema elétrico, há como endereçar essa preocupação na esfera das posições

contratuais (usuário garante que a energia que está consumindo esteja lastreada por contratos de energia limpa)

- Integração dos serviços de eletricidade, gás, internet e telefone, aproveitando as sinergias entre esses serviços e oferecendo uma gestão unificada e eficiente do uso desses recursos

Grande parte do valor gerado pelos comercializadores varejistas está relacionado a serviços adicionais aos que são tradicionalmente oferecidos pela distribuidora em um monopólio. Diante disso, é preciso que os custos associados a esses novos serviços sejam compensados por um preço mais alto que o praticado antes da abertura do mercado e, nesse sentido, é necessário avaliar a disposição a pagar dos consumidores por esse novo padrão de serviços.

Joskow (2000) conclui, a partir da análise de dados de mercado da Califórnia, Massachusetts e Pennsylvania, que a viabilidade econômica da atividade de venda de energia no varejo sobretudo para clientes residenciais e pequenos comércios ainda é um desafio, justamente pela baixa disposição dos usuários a pagar por serviços complementares.

Naturalmente esse comportamento é bastante influenciado pela baixa exposição ao risco de preço horário (em razão da baixa penetração naquela época de medidores que viabilizam o monitoramento do consumo hora-a-hora e da própria estrutura da tarifa de energia – preço médio, protegendo o consumidor de flutuações de alta frequência no preço) e por um contexto de soluções de Internet das Coisas e Inteligência Artificial ainda bastante incipientes.

Com a mudança na estrutura da tarifa (aproximando o preço da energia para o usuário final dos reais custos de operação do sistema) e a consolidação de novas tecnologias, esse quadro tem tudo para mudar.

Em síntese, muito embora em alguns casos<sup>19</sup> a abertura do mercado para os pequenos consumidores tenha acontecido ao mesmo tempo da criação do mercado atacadista, a Figura 1 indica que, em muitos outros, esse movimento ainda sequer se deu.

A principal força motriz desse último passo do processo de modernização é a insatisfação dos pequenos consumidores advinda da percepção de que os preços de energia praticados no mercado cativo são excessivamente altos e/ou de que estender o benefício da

---

<sup>19</sup> Na reforma acontecida no Reino Unido em 1989 mesmo já houve a abertura do mercado para pequenos consumidores, tornando livre a escolha do comercializador de energia elétrica (CASTRO, BRANDÃO, *et al.*, 2017).

competição no suprimento (geração) requer facultar aos usuários o acesso a mercados de eletricidade.

Esse problema, por sua vez, tem menos a ver com o nível de rentabilidade da operação das distribuidoras, uma vez que os preços são regulados, e mais com a capacidade limitada do monopólio regulamentado de alcançar os níveis de eficiência dos de um ambiente de comercialização competitivo.

Vale reforçar que essa abertura última do mercado aproxima mais o pequeno consumidor da complexa dinâmica de preços da energia elétrica, o que naturalmente põe de sobreaviso perfis mais avessos a risco. Por outro lado, ela se beneficia muito do grande desenvolvimento tecnológico que tem acontecido nos últimos anos nas áreas de ciência de dados e internet das coisas (para não falar no barateamento acelerado das soluções de armazenamento de energia e geração distribuída), vetores esses que têm até, na verdade, ajudado a viabilizar um processo mais amplo de empoderamento do consumidor.

Por fim, o que se vê surgir ao final desse último passo do processo de modernização é a figura do comercializador varejista, assumida por diversos agentes que competem pelo grande mercado de pequenos consumidores de energia elétrica, e uma grande alteração no papel clássico das empresas de distribuição de energia. Estas, por sua vez, deixam de receber pelos “kWh” que fluem ao longo do tempo de sua rede para as diversas unidades consumidoras a ela conectadas e passam a receber pela capacidade da rede (kW) destinada a cada consumidor. Naturalmente as empresas de distribuição se posicionam muito bem para prestar também serviços de medição e faturamento para os comercializadores varejistas, de soluções *turn-key* de geração distribuída assim como para assumir o papel do supridor de último recurso (CASTRO, BRANDÃO, *et al.*, 2017).

## **2.4. Reforma de Energia no México**

Conforme tratado anteriormente, a reforma acontecida no Reino Unido no final da década de 1980 inspirou a onda liberalizante que, em maior ou menor grau, culminou na abertura de diversos monopólios estatais ao redor do mundo. O caso do setor elétrico mexicano, contudo, talvez seja igualmente emblemático. A despeito de a reforma ter acontecido de forma tardia, em comparação com aquilo que se viu em muitos outros mercados, o movimento se destaca pela amplitude que teve e pelos resultados expressivos que já foi capaz de induzir no que se refere à atração de capital privado para investir em nova capacidade instalada de renováveis.

Antes da reforma que aconteceu entre 2013 e 2014, o setor energético<sup>20</sup> mexicano ainda se baseava no desenho de mercado que vigorava na maior parte dos países antes das reformas liberalizantes das décadas de 80 e 90. Era estruturado como um monopólio estatal verticalmente integrado.

O México dispõe de um parque geração de energia elétrica com capacidade total de 90 GW, uma malha de redes de transmissão de 109 mil km, teve em 2020 um pico de consumo de 43,2 GWh/h (SENER, 2021), além de ter 100% de sua população com acesso à eletricidade (WORLDBANK, 2019).

Ainda quanto à capacidade instalada de geração, 52% correspondem a térmicas a gás natural, 14% a hidrelétricas, 16% a fontes renováveis intermitentes (eólica e solar) e os 18% restantes a nucleares e demais térmicas (SENER, 2021). Interessante notar a partir disso (i) a relevante participação das térmicas a gás na matriz elétrica, o que dialoga com a forte participação da indústria no PIB mexicano e do papel que o gás desempenha como propulsor dessa atividade econômica bem como com a influência do mercado de gás dos EUA, como referência de preços competitivos e até de suprimento de parte da demanda mexicana, e (ii) o papel de destaque que as renováveis já ocupam, o que acaba sendo um desdobramento bastante direto da reforma em questão.

Em linhas gerais, os principais objetivos da reforma eram aumentar a eficiência do sistema, atrair novos agentes e reduzir tarifas, no ambiente de o coeficiente entre a produção de petróleo e os investimentos combinados em exploração e produção estar em franco declínio (resultado da crescente escassez de reservas competitivas) e de grandes subsídios oferecidos pelo governo na tarifa de eletricidade. Em última análise, tratava-se realmente de um problema de risco crescente de segurança de suprimento, dada a dificuldade do Estado de financiar novos projetos de geração de energia, tão necessários para viabilizar o avanço da economia e, por consequência, da própria demanda de energia (MITEI, 2017).

As três principais leis aprovadas que serviram de base para o novo desenho de mercado, que começou a funcionar em janeiro de 2016, foram a Lei da Indústria Elétrica, a Lei da CFE (*Comisión Federal de Electricidad*, a *utility* mexicana, equivalente à brasileira Eletrobrás) e a Lei de Transição Energética. De principais destaques, elas (i) dividiram a CFE em diferentes empresas estatais de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, (ii) criaram o mercado atacadista de energia, em que produtores independentes (competidores

---

<sup>20</sup> Apesar de o foco deste trabalho ser o mercado de eletricidade, é realmente digna de nota a magnitude da reforma ocorrida no México, que concomitantemente abriu os mercados de óleo e gás e eletricidade para investimentos privados.

das 6 empresas de geração criadas a partir da CFE) podem comercializar energia diretamente com grandes consumidores (cuja demanda seja superior a 1 MW), agentes de comercialização e a própria CFE Distribuição, e (iii) estabeleceram mecanismos e metas específicas para que o México seja capaz de cumprir com os compromissos que assumiu no Acordo de Paris em 2016, o que passa essencialmente pelo aumento gradual da participação das fontes limpas de energia na matriz elétrica e da estruturação do mercado de certificados de energia limpa.

Muito importante entender como a reforma do setor elétrico mexicano induziu o crescimento da oferta de geração eólica e solar ao longo dos últimos anos. Em números absolutos, desde a implementação do novo desenho de mercado, contratou-se através de três leilões centralizados, realizados entre o fim de 2015 e 2017, aproximadamente 7 GW de capacidade instalada de solar e eólica, a um preço médio de 32,24 US\$/MWh (AURES, 2019), números esses que, em termos de investimento em nova capacidade instalada, alçaram o México ao patamar de um dos maiores e mais competitivos mercados do mundo.

A atração de investimento privado, por sua vez, tem muito que ver com os fundamentos do novo marco regulatório, que se beneficiou dos mecanismos de mercado mais modernos, especialmente do que se vê em alguns *Independent System Operators (ISO)* dos EUA. A Tabela 2 resume os principais aspectos do mercado mexicano.

<b>Tabela 2: Aspectos principais do arranjo do mercado de eletricidade mexicano</b>	
<b>Aspecto do mercado</b>	<b>Detalhamento</b>
Formação do preço no MCP	Agentes ofertam preços nos mercados <i>Day-ahead</i> e <i>Real-time</i> , sendo que os <i>bids</i> dos donos de usinas térmicas são auditados (devem estar dentro de uma faixa de mais ou menos 10% da soma dos custos variáveis e os de arranque) e o valor da água é calculado por modelo matemático pela CFE. Com base nisso, na projeção de demanda e nos critérios de reserva operativa, o CENACE (operador do sistema) resolve o problema de otimização do despacho, de onde saem os preços marginais
Granularidade do preço no MCP	Preços horários e nodais (2400 preços diferentes a cada hora). O instrumento previsto para mitigar o risco de congestionamento do sistema de transmissão é o direito financeiro de transmissão (FTR), através do qual um agente compra o direito de escoar a energia pelos elementos do sistema. Esse direito está previsto no texto da reforma, mas ainda não foi efetivamente implementado
Produtos comercializados	Energia, capacidade, certificados de energia, serviços ancilares (previstos para serem ofertados nos leilões do MCP, mas ainda não implementados) e direitos financeiros de transmissão

Mercado de capacidade	Produto negociado através de leilões centralizados com contratos de 15 anos. Critério de confiabilidade passa pelo atendimento da demanda de ponta nas 100 horas anuais de menor reserva operativa ( <i>ex post</i> ). <i>Bid</i> das renováveis intermitentes pode ter componente de capacidade
Incentivo às renováveis (eólica e solar)	Criação dos certificados de energia limpa, que passaram a ser exigidos dos consumidores em 2018, em proporção que vem crescendo ano após ano de maneira que o país consiga cumprir com os compromissos de sustentabilidade assumidos com a comunidade internacional. Os certificados são conferidos aos agentes geradores através de contratos de 20 anos nos leilões (no caso de eólica e solar, eles vêm junto com o produto energia, que é vendido através de contratos de 15 anos). Outras fontes limpas também são elegíveis aos certificados, inclusive as térmicas a gás de ciclo combinado
Conexão	Custos de transmissão não são diretamente considerados pelo leiloeiro na apuração dos <i>bids</i> vencedores nos leilões. O que há é uma priorização dos projetos com conexão elétrica disponível e um custo <i>ex-post</i> para os agentes, de modo a refletir a questão locacional
Limite mínimo de demanda para participação no ambiente de contratação livre	1 MW
Leilões para contratação de produtos de médio e longo-prazo	Para além dos produtos já mencionados acima (energia, capacidade, CEL e FTR), vale destacar que (i) os leilões são combinatórios (os agentes ofertam sua receita de reserva e revelam suas preferências a respeito da distribuição da receita entre os produtos) mas cabe ao leiloeiro, em função dos <i>bids</i> apresentados (inclusive levando em conta que a algumas fontes é vedada a oferta de certos produtos - hidrelétrica não pode vender energia através dos leilões, por exemplo), resolver o problema de alocação ótima e que (ii) as contrapartes dos geradores são a CFE Distribuição e/ou comercializadores que operam no ambiente de contratação de livre
Financiamento	Bancos internacionais vêm financiando a expansão da geração, muito em razão de haver uma possibilidade de os PPAs serem indexados ao dólar (inclusive, caso se opte pela indexação ao peso mexicano, o agente é penalizado pelo leiloeiro)

Fonte: Elaboração própria a partir de (AURES, 2019) e (PSR Energycast, 2019)

Considerando a reforma mexicana como uma referência para os desenvolvimentos recentes no mercado de eletricidade no Brasil, especialmente quanto à perspectiva da perenidade dos investimentos em nova capacidade de eólica e solar, vale uma reflexão sobre o que dentro do novo arranjo comercial do setor elétrico do México pode ter mais contribuído para o sucesso recente das renováveis. Sem a pretensão de buscar estabelecer uma relação causal, mas tentando lançar luz sobre fatores que aparecerão mais adiante na análise do caso brasileiro, a lista a seguir consolida alguns dos aspectos que, em algum grau, certamente cooperaram para essa expressiva contratação de 7 GW em somente 2 anos:

- Competitividade das fontes eólica e solar frente às outras, traduzida em um cada vez mais baixo *Levelized Cost of Energy* (LCOE)<sup>21</sup>;
- Longa duração dos PPAs leiloados, o que reduz a incerteza sobre os fluxos de receita;
- Comercialização dos CELs (contratos de 15 anos) junto com a energia vendida no leilão, o que configura uma renda complementar para os agentes de geração;
- Possibilidade de participar do mercado de capacidade, o que também abre espaço para a uma renda adicional;
- Acesso a crédito barato no exterior, em razão do PPA em dólar, sem exigência de conteúdo local na compra dos equipamentos;
- Transparência da formação dos preços no MCP, o que dá aos agentes condição de criar expectativas racionais a respeito dos preços futuros.

Em contrapartida, há também que sopesar o fato de que não foram realizados leilões no país depois de 2017. Isso se deve principalmente à ascensão à presidência de André Manuel López Obrador, cuja agenda econômica é reconhecidamente bem menos liberalizante do que a do presidente anterior, Peña Nieto, um dos fomentadores da reforma. Nesse contexto, naturalmente pairam no ar muitas questões a respeito do futuro do setor elétrico mexicano, dentre as quais se poderia destacar as seguintes:

- Qual será o papel da CFE? Continuará estatal? Será fortalecida?<sup>22</sup>
- Frente ao cancelamento do quarto leilão de longo-prazo, haverá novos certames?
- O México conseguirá (i) viabilizar preços competitivos para o sistema atual com o parque gerador majoritariamente térmico da CFE e (ii) cobrir o crescimento da demanda? Em outras palavras, será possível garantir a confiabilidade do suprimento exclusivamente via CFE, prescindindo da participação da iniciativa privada que vem conseguindo viabilizar projetos renováveis com preços bastante competitivos?

---

<sup>21</sup> Métrica amplamente utilizada na indústria para comparar fontes de energia e que relaciona CAPEX e OPEX com geração de energia esperada

<sup>22</sup> Quanto maior for a CFE, mais potencial de exercer poder de mercado ela terá, logo mais distante estará o mercado das condições de equilíbrio competitivo

Por fim, mesmo com as incertezas quanto à consolidação do mercado mexicano nos termos que constaram da bem fundamentada e ampla reforma do marco legal do setor elétrico e da não realização de novos leilões, os projetos renováveis continuam a sair do papel, a partir de uma lógica *Merchant* (PSR Energycast, 2019), o que sugere que os pilares da expansão das renováveis talvez estejam mais relacionados aos seguintes aspectos:

- Potencial enorme de desenvolvimento do ACL: (i) limite mínimo de 1 MW para participar do mercado e (ii) fato de 50% da demanda de energia elétrica vir da indústria;
- Apelo social e competitividade das renováveis: LCOE em franco declínio e crescente preocupação dos agentes do mercado em ter sua marca associada ao “selo verde”;
- Previsibilidade do MCP: mesmo com as intervenções do AMLO, preços de mercado continuam funcionando bem.



### **3. MODERNIZAÇÃO DO MARCO REGULATÓRIO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO**

A partir da perspectiva do processo típico de modernização pelo qual os mercados de eletricidade vêm passando ao redor do mundo, neste capítulo será feita uma análise dos principais destaques da agenda em vigor no setor elétrico brasileiro, cujo protagonista é o PLS232, que atualmente tramita na Câmara dos Deputados como Projeto de Lei 414/2021.

Complementarmente a essa reforma ampla liderada pelo legislativo, desde 2019 o esforço de modernização já conta com uma atuação bastante direta do poder executivo, através de decretos e medidas provisórias, dentre os quais merece especial atenção a Portaria MME 465/2019, que trata da abertura do mercado livre, e a MP998/2020<sup>23</sup>, que, dentre outras coisas, regula o fim do desconto na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) assim como o compartilhamento do custo da contratação de energia de reserva com os agentes do Ambiente de Contratação Livre (ACL).

Nesse sentido, é importante frisar que a pauta que engloba a ampliação do ACL, a melhora da sinalização dos reais custos de operação do sistema elétrico e os aspectos mais urgentes de como a expansão da oferta se dará, portanto o do núcleo do PL 414/2021, vêm avançando de maneira independente da tramitação do projeto de lei como um todo.

Antes de enveredar pelas minúcias da agenda de modernização do SEB, entretanto, convém fazer uma revisão, ainda que bastante geral<sup>24</sup>, dos principais alicerces do mercado de eletricidade brasileiro, de forma a estabelecer uma conexão mais clara entre o ponto de partida da reforma e onde se espera chegar.

#### **3.1. Aspectos gerais do SEB**

O Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) apresenta atualmente uma capacidade instalada de geração de cerca de 165 GW, uma rede de linhas de transmissão de alta tensão de mais de 141 mil km, interligando eletricamente praticamente todo o território nacional, e teve sua máxima demanda às 15h de 30 de janeiro de 2019, quando registrou uma carga de 90,1 GWh/h. O parque de geração, por sua vez, é majoritariamente hidráulico (65,7%), mas conta também

---

<sup>23</sup> Transformada na Lei nº 14.120 em 01/03/2021

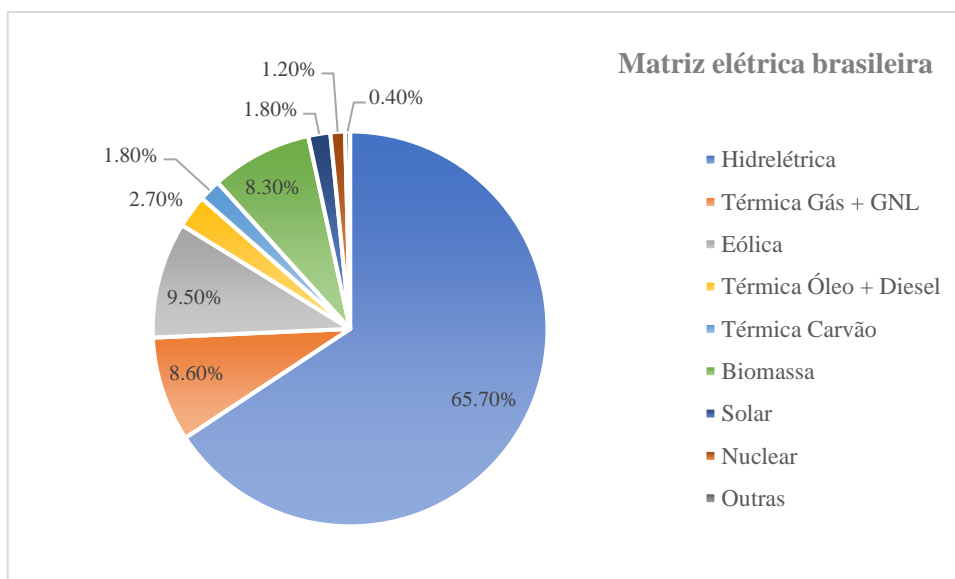
<sup>24</sup> Para maiores detalhes da história do setor elétrico brasileiro e de sua atual estrutura, ver (VIANA, 2018)

com uma relevante participação de térmicas e eólicas, conforme detalha a Figura 2 (ONS, 2020).

A operação do sistema, cujo principal objetivo é garantir, ao menor custo possível, o equilíbrio físico entre oferta de demanda, é feita pelo ONS, ao passo que a contabilização de montantes de geração e consumo assim como a liquidação financeira dos contratos de comercialização é feita mensalmente pela CCEE. É, portanto, da resolução do problema de despacho ótimo realizada pelo ONS que emerge o CMO (custo marginal de operação) e da liquidação de diferenças conduzida pela CCEE que é gerado o PLD, o preço *spot* do SEB.

O PLD é calculado semanalmente para cada um dos quatro submercados que compõem o SEB (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul) e, até dezembro de 2020, de maneira desagregada em patamares de carga (leve, média e pesada). As diferenças de preço observadas entre esses patamares (que, na prática, agrupam os horários do dia em períodos de consumo baixo, médio e alto) essencialmente se devem ao fato de que é mais caro operar o sistema nos períodos de maior consumo e, as relacionadas aos submercados, refletem a capacidade limitada do sistema de transmissão de fazer com que a potência elétrica flua de forma irrestrita de uma região do país para outra. Nesse sentido, vale ainda destacar que, como resultado do intenso esforço de modernização do SEB que tem acontecido nos últimos anos, o ONS já vem, desde o início de 2020 (MME, 2019), operando o sistema com base em um CMO semi-horário e a CCEE passou, a partir de janeiro de 2021, a liquidar diferenças no MCP utilizando valores horários de PLD, aproximando portanto a realidade do mundo financeiro à do físico.

**Figura 2: Breakdown dos 165 GW de capacidade instalada do SEB**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do (ONS, 2020)

Quanto à composição da matriz elétrica, é importante destacar que o esforço de modernização do mercado de eletricidade brasileiro dialoga diretamente com o fato de que a participação relativa da geração hidrelétrica na matriz vem diminuindo ao longo dos últimos anos. Isso, por sua vez, amplifica a necessidade de buscar formas alternativas de lidar com os problemas que os grandes reservatórios presentes em muitas dessas usinas até então vinham resolvendo, a custo muito baixo, e que estão fundamentalmente associados à sua grande capacidade de armazenamento e regularização. Daí decorrem sobretudo o aumento da granularidade temporal do PLD (de forma a melhorar a sinalização para o mercado dos reais custos para se operar o sistema) e a busca por soluções tecnológicas alternativas para aumentar a flexibilidade do sistema (térmicas de rampa rápida e, no futuro, possivelmente até grandes bancos de bateria), de maneira a absorver rápidas flutuações tanto da carga quanto das renováveis intermitentes, cada vez mais presentes na matriz.

Ainda sobre a evolução da participação das fontes na matriz, importante destacar o expressivo aumento de térmicas (especialmente a óleo) que aconteceu ao longo da década de 2000, em razão do apagão de 2001, momento em que naturalmente o nível de dependência do operador do sistema nas hidrelétricas era maior. Esse foi um quadro bastante traumático para o país, causado sobretudo pelo atraso na entrada em operação de obras de expansão da capacidade instalada de geração e transmissão e pelo superdimensionamento da energia assegurada das hidrelétricas (KELMAN, 2001). A recuperação do choque negativo de demanda levou anos para acontecer e até hoje o consumidor cativo paga a conta das caras usinas contratadas nesse período.

Ainda sobre os efeitos de crises hídricas prolongadas, a que aconteceu entre o fim de 2012 e o início de 2016, conforme aponta (CASTRO, BRANDÃO, *et al.*, 2017), produziu um estresse financeiro muito grande, particularmente para os agentes com grande exposição ao MCP. Não houve racionamento de energia, mas o impacto sobre o preço da energia foi enorme em razão da necessidade de se ter que despachar, por muito tempo, térmicas bastante caras, o que trouxe problemas de liquidez especialmente para hidrelétricas com déficit de geração (GSF) e distribuidoras subcontratadas. O governo, então, reagiu à crise com uma série de “inovações regulatórias”, de forma a manter o sistema solvente<sup>25</sup>.

Ao longo das últimas duas décadas, viu-se também o *boom* da eólica, naturalmente em razão de uma queda vertiginosa de seu *LCOE*, mas também de subsídios e incentivos

---

<sup>25</sup> O problema do GSF tem tido cadeira cativa nas discussões em torno da modernização do setor elétrico e inclusive foi objeto da recente Lei nº14.052/2020, tendo se antecipado a muitas das questões discutidas neste trabalho que ainda carecem de tramitação no Legislativo

governamentais, especialmente o desconto de 50% na tarifa de uso da rede (que, por sua vez, suaviza o sinal locacional da tarifa, não refletindo os reais custos para o sistema de se ter que levar linhas de transmissão e subestações até as proximidades das principais bacias de vento do país – bastante distantes dos grandes centros de consumo, a propósito), a reserva de mercado no ACL<sup>26</sup> e o financiamento barato dos bancos de desenvolvimento (especialmente do BNB, a partir de 2017).

Quanto ao processo típico de modernização delineado no capítulo anterior propriamente dito, a primeira etapa já avançou bem no Brasil, uma vez que (i) o monopólio das empresas estatais na atividade de geração foi quebrado em 1998, com a implantação do Novo Modelo para o Setor Elétrico (KELMAN, 2001), (ii) diversos ativos do SEB foram privatizados, especialmente de empresas de distribuição e (iii) abriu-se o setor de transmissão para receber investimentos diretos da iniciativa privada em nova capacidade instalada, a partir de leilões organizados pelo governo federal. A principal ressalva tem que ver justamente com a crítica de que no Brasil não existe propriamente um mercado atacadista de energia, conforme já destacado anteriormente.

É importante ressaltar, por outro lado, que, a despeito desse processo de abertura, a Eletrobras<sup>27</sup> mantém um papel de bastante relevância no setor, em razão de ainda ser detentora de muitos ativos, especialmente usinas hidrelétricas e linhas de transmissão, e que há atualmente uma grande discussão nas esferas do executivo e do legislativo sobre sua privatização. Fato é que já há alguns anos que a Eletrobras está bastante distante do ambiente de investimento em nova capacidade instalada em razão de uma grave crise econômica.

Já com relação à segunda etapa do processo descrito no capítulo 3, energia e potência no Brasil vêm sendo comercializadas em um único produto “*bundled*” e, portanto, agentes de geração não são explicitamente remunerados pelo atributo capacidade. A forma que o Estado atualmente usa para garantir a segurança do suprimento é, por um lado, definir critérios objetivos razoavelmente conservadores<sup>28</sup> quanto à quantidade máxima de energia (Garantia Física) que uma usina pode comercializar bem como impor penalidades aos consumidores que não tiverem seu consumo lastreado por contratos de comercialização; e, por outro, do ponto de vista do diagnóstico da necessidade de ampliação do parque gerador, assegurar que os critérios técnico-econômicos de *Conditioned Valued at Risk* (da energia não suprida, da potência não

---

<sup>26</sup> Consumidores Especiais só podem comprar energia de fontes renováveis

<sup>27</sup> Principal *utility* pública do SEB

<sup>28</sup> No caso de usinas eólicas, por exemplo, esse montante está associado ao nível de excedência de 90%. Para além disso, há no ACR, um processo periódico de revisão da garantia física, justamente para se ter em conta a possibilidade de o gerador não alcançar os níveis de geração considerados no cálculo inicial feito pelo governo.

suprida e do custo marginal de operação) e *Loss of Load Probability* estejam dentro dos parâmetros estabelecidos (EPE, 2020).

A obrigação de que o consumo esteja lastreado por contratos tem um desdobramento bastante importante para as empresas de distribuição. Para além das eventuais penalidades em caso de seu portfólio de contratos de fornecimento não ser suficiente para cobrir integralmente sua base de consumo, tais empresas são obrigadas a periodicamente declarar sua projeção de demanda futura para o governo. Esta informação, por sua vez, é a base para contratação de capacidade instalada adicional de geração nos leilões de energia nova do mercado regulado. Complementarmente a isso, o governo lança mão, por vezes, de leilões para contratar energia de reserva, cujo custo é repassado a todos os consumidores através de um encargo, e que tem por objetivo direto aumentar a segurança do suprimento.

Quanto à terceira etapa, por fim, agentes com consumo maior do que 500 kW já são elegíveis, sob certas condições, a negociar energia diretamente no ambiente de contratação livre. Essa é uma fronteira até mais inclusiva do que aquela que constou da reforma mexicana, mas representa uma distância grande em relação àquilo que se pratica em vários outros mercados, como o inglês, em que consumidores residenciais (logo de baixa tensão elétrica), por exemplo, podem escolher o seu fornecedor de energia.

Vale frisar, entretanto, que a geração distribuída, na modalidade *net metering* especialmente, cresceu muito nos últimos anos<sup>29</sup>. Isso em razão sobretudo da modalidade de alto consumo remoto, regulada pela Resolução Normativa nº 687 de 2015, que dá condição a consumidores (principalmente comerciais) que tem diversas unidades consumidoras conectadas à rede da mesma distribuidora compensar o consumo geograficamente pulverizado através de uma planta de geração “centralizada” de até 5 MW também conectada à rede dessa distribuidora. Estados como Minas Gerais e Rio de Janeiro, que tem ótimo recurso solar e tarifas praticadas respectivamente por Cemig e Light / Enel entre as mais altas do país, têm visto recentemente um sem-número de novas usinas solares fotovoltaicas injetando potência em suas redes.

Há quem argumente que as distribuidoras estão se aproximando do que se tem chamado de espiral da morte (COSTELLO e HEMPHILL, 2014), justamente porque, com a redução de sua base de clientes (tanto pela gradual ampliação do ACL quanto pelo aumento da geração distribuída), os que sobraem serão levados a pagar uma tarifa mais alta, o que aumentará o incentivo para que também deixem o ACR.

---

<sup>29</sup> Já são mais de 4,2 GW de capacidade instalada (ABSOLAR, 2021)

### 3.2. Reforma do Setor Elétrico em tramitação no Congresso (PL 414/2021)

O projeto de lei aprovado no início de 2020 pela comissão de infraestrutura Senado é resultado de um processo de ampla discussão do governo com os agentes do setor elétrico, de tal modo que os princípios que o nortearam (MME, 2017) representam um razoável consenso no mercado a respeito de medidas necessárias para modernizar o marco regulatório, quais sejam:

*I - informação para os consumidores sobre o funcionamento do ACL através de campanhas de conscientização;*

*II - redução gradativa da exigência de carga para contratar energia elétrica no mercado livre, dando fim a reservas de mercado, como o segmento especial<sup>30</sup>, e definindo critérios de corte para representação direta no mercado, delimitando a fronteira entre atacado e varejo<sup>31</sup>;*

*III - racionalização de subsídios<sup>32</sup>, evitando distorções dos incentivos dos agentes vendedores e compradores, de maneira que a competição seja mais isonômica<sup>33</sup> e o mercado mais líquido, além de tornar mais simples eventuais políticas públicas de incentivo ou compensação;*

*IV - maior participação do ambiente livre no custeio da expansão do sistema<sup>34</sup>, questão para a qual emergem várias contribuições com a ideia da separação de lastro – contratado por encargo – e energia – contratada livremente;*

*V - aumento da flexibilidade do portfólio do ambiente regulado, permitindo respostas eficazes à ampliação do mercado livre, inclusive com mais mecanismos de integração comercial entre os ambientes (reciclagem de energia), o que implica também alternativas de redução da energia elétrica adquirida de forma compulsória<sup>35</sup> pelas distribuidoras;*

*VI - redução das responsabilidades das distribuidoras em relação à gestão de compra de energia, reconhecendo o papel limitado dos instrumentos de gestão atualmente presentes e*

---

<sup>30</sup> Como já dito anteriormente, hoje os consumidores especiais (cuja carga varia entre 0,5 e 3 MW) só podem comprar energia produzida por PCHs, eólicas, solares ou térmicas a biomassa

<sup>31</sup> Com a abertura do ACL a consumidores de menor porte, a exemplo do que acontece em outros países, deve se consolidar tanto um limiar técnico entre atacado e varejo quanto a figura do comercializador varejista (hoje inexistente)

<sup>32</sup> Por exemplo, hoje o atributo de energia limpa da eólica é compensado por um desconto na tarifa do uso da rede

<sup>33</sup> De modo que as fontes sejam devidamente valoradas pelos seus atributos (capacidade de gerar quando o sistema precisar, baixa emissão de gases de efeito estufa, LCOE, proximidade da carga, etc)

<sup>34</sup> A confiabilidade do sistema (bem público) tem sido majoritariamente custeada pelo ACR

<sup>35</sup> Essa é uma das respostas ao problema da espiral da morte, mencionado anteriormente

*a necessidade de as empresas focarem na atividade de infraestrutura de rede e de qualidade do serviço<sup>36</sup>, paradigma que implica alterações na alocação dos custos de contratação de energia, inclusive com mecanismos centralizados que reduzam os custos de transação e a assimetria de custos;*

*VII - correção de incentivos, inadequados, para migração para o ambiente livre, o que enseja separação do custeio da rede e da compra de energia elétrica (separação de fio e energia) para evitar que os custos de rede e passivos setoriais sejam motivos de migração ou de autoprodução inclusive por meio de microgeração distribuída – pois esse tipo de decisão deve se dar pelo perfil de gerenciamento de riscos do consumidor, com foco no custo específico da energia elétrica, e não por resposta a distorções alocativas;*

*VIII - maior granularidade temporal<sup>37</sup> e espacial do preço, além de maior credibilidade na sua formação<sup>38</sup>, com o máximo acoplamento possível da formação do preço com as decisões de operação;*

*IX - homogeneização do produto energia<sup>39</sup>, evitando modalidades ou subprodutos que inibam a competição, de modo que eventuais estímulos, incentivos ou compensações por externalidades ocorram fora desse ambiente de negociação homogêneo, não afetando a formação do preço,*

*X - alocação de recursos e rendas de ativos do setor elétrico para sustentar a transição para um mercado mais aberto e abater encargos e custos de políticas públicas intrassetoriais.*

A partir desses princípios, portanto, um conjunto de soluções específicas foi definido e é ele propriamente o que consta do projeto de lei. A Tabela 3 organiza os principais elementos desse arcabouço e destaca, em negrito, aquelas alterações do marco regulatório que têm maior potencial de impactar o ramo de eólica:

---

<sup>36</sup> O movimento de adequação do negócio das distribuidoras aos serviços de infraestrutura de rede e qualidade do suprimento dialoga com a abertura do ACL (cada vez menos as distribuidoras vão vender energia) e é consistente com o que vem acontecendo em outros mercados mundo afora

<sup>37</sup> Já está em curso, conforme visto anteriormente

<sup>38</sup> Há muita gente que defende que o preço da energia no MCP, a exemplo do que acontece em vários outros mercados, deve passar a ser formado por oferta de preços ao invés de por custos auditados

<sup>39</sup> Em razão da reserva de mercado para as renováveis no segmento de consumidores especiais, a energia especial incentivada tem apresentado um spread positivo de preço frente à convencional

**Tabela 3. Principais destaques do PL 414/2021**

1. Aproximação da formação do preço de curto prazo ao custo de operação do sistema	<b>a. Obrigação de preços horários no MCP e do despacho segundo a lógica da oferta de preço e quantidade</b>
	b. Aperfeiçoamento nas regras de garantia financeira aplicadas ao MCP, com vistas a reduzir riscos financeiros sistêmicos ou de contágio entre os agentes
	c. Obrigação de o Poder Executivo aprimorar o arranjo do mercado de energia elétrica
	<b>d. Possibilidade de contratar os chamados serviços ancilares (tais como o controle de frequência e a reserva de potência) por mecanismo concorrencial</b>
2. Possibilidade de separação de lastro e energia	<b>a. Criação da contratação de lastro (contribuição para o provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica de cada usina)</b>
	<b>b. Exigência de que a contratação de lastro observe os atributos das fontes de geração</b>
	c. Vedação da contratação de energia de reserva, depois de implantada a contratação de lastro
3. Mercado de atributos ambientais	<b>a. Substituição dos descontos na TUST e na TUSD para a energia comercializada por fontes alternativas</b>
4. Racionalização de descontos tarifários	<b>a. Permissão para exigência de contrapartidas e de critérios ambientais, sociais e econômicos dos beneficiários de subsídios custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)</b>
	<b>b. Aperfeiçoamento nas diretrizes a serem observadas pela Aneel na definição da TUST e da TUSD</b>
5. Modernização do mercado regulado	a. Ampliação da transparência nas tarifas de energia elétrica, por meio da obrigação de os consumidores regulados serem informados do valor referente à compra de energia elétrica
	b. Separação entre as atividades de distribuição de energia elétrica e de comercialização regulada de energia elétrica
	c. Vedação de cobrança em R\$/MWh pelo serviço de distribuição e de transmissão
	d. Explicitação em lei da possibilidade de cobrança de tarifas horárias e do pré-pagamento para consumidores regulados
	e. Aperfeiçoamento nas regras para contratação regulada por disponibilidade e por quantidade



6. Redução dos limites de acesso ao mercado livre	<b>a. Redução gradual dos requisitos de carga e de tensão para que o consumidor possa escolher o seu fornecedor de energia elétrica</b>
	b. Implantação da abertura do mercado livre para a baixa tensão somente após o Poder Executivo adotar algumas ações estruturantes
	c. Criação da figura do agente varejista para representar consumidores perante a CCEE
7. Efeito da migração de consumidores para o mercado livre	a. Rateio de eventual prejuízo das distribuidoras de energia elétrica com a migração de clientes para o mercado livre com todos os consumidores (livres e regulados)
	b. Ampliação dos mecanismos de gestão das distribuidoras para a redução do excesso de contratação de energia elétrica
	c. Criação de um mecanismo de descontração voluntária e concorrencial de energia elétrica destinada ao mercado regulado
	d. Definição em lei do conceito de autoprodutor, com a devida explicitação da regra de pagamento de encargos por esse agente
8. Alteração da base de cálculo para penalidade às distribuidoras	a. Revisão da base de cálculo das multas por parte da Aneel
9. Diretrizes para utilização de recursos de pesquisa e desenvolvimento	a. Reconhecimento de que vários estudos a serem executados ou contratados pelo Poder Executivo para a expansão sustentável do mercado livre fazem parte das ações de eficiência energética e de pesquisa e desenvolvimento, as quais recebem obrigatoriamente recursos das empresas do setor elétrico, nos termos da Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2001;
10. Fim do regime de cotas para UHE prorrogadas ou licitadas e destinação de parte do benefício econômico de outorgas para a CDE	a. Direcionamento, nos casos de outorga de novos contratos de concessão para usinas existentes, da maior parte da chamada renda hidráulica para a CDE
	b. Previsão de que as quotas de CDE pagas pelas usinas hidrelétricas existentes que receberem novos contratos de concessão serão uma das fontes de receita da CDE, tal como as quotas pagas pelos consumidores de energia elétrica
	c. Fim do regime de cotas (a venda compulsória de energia elétrica para o mercado regulado) para as usinas hidrelétricas existentes
11. Desjudicialização do risco hidrológico	a. Vedação para a repactuação do risco hidrológico, nos termos da Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015

Fonte: Elaboração própria

### 3.3. Portaria MME 465/2019: avanço da liberalização

Em 12 de dezembro de 2019, o MME publicou no Diário Oficial da União (DOU) a Portaria nº 465 (MME, 2019), que trata da ampliação do ACL, fundamentalmente a partir do fim da reserva de mercado dos consumidores especiais. A medida, que busca “conferir maior eficiência e competitividade ao mercado, além de estar alinhada aos padrões internacionais de liberdade de escolha do consumidor”, regulamenta o disposto no § 3º do artigo 15 da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, reduzindo os limites de carga para contratação de energia elétrica convencional por parte dos consumidores, de acordo com o seguinte:

- i) a partir de 1º de janeiro de 2021, os consumidores com carga igual ou superior a 1.500 kW;
- ii) a partir de 1º de janeiro de 2022, os consumidores com carga igual ou superior a 1.000 kW; e
- iii) a partir de 1ª de janeiro de 2023, os consumidores com carga igual ou superior a 500 kW.

Com isso, portanto, a partir de janeiro de 2023, restará completamente extinta a reserva de mercado que obrigava os consumidores especiais a comprar energia de pequenas centrais hidrelétricas ou fontes alternativas (eólica, solar ou biomassa). Importante notar que o critério para migração para o ACL, em termos da carga mínima, permaneceu inalterado, no sentido de que a medida não dialoga diretamente com a criação de um mercado varejista.

Ainda no bojo da liberalização do mercado, a geração distribuída vem crescendo muito ao longo dos últimos anos no Brasil e já conta atualmente com uma capacidade instalada de 4.2 GW (ABSOLAR, 2021), como já mencionado anteriormente. Esse é um movimento importante porque dialoga diretamente com o movimento de emancipação do consumidor cativo, na forma de passar a gerar sua própria energia. Entretanto, há um projeto de lei tramitando no congresso (PL 5829/19) que deve frear um pouco do ímpeto dos consumidores (em geral mais abastados) de instalarem os seus próprios sistemas de geração (tipicamente fotovoltaicos), em razão sobretudo de passarem a ter que arcar com o custo do fio.

### 3.4. Contratação de Reserva de Capacidade

No dia 1º de setembro de 2020, o Presidente Jair Bolsonaro adotou a Medida Provisória 998 (MP 998, 2020), a chamada “MP do Consumidor”, posteriormente convertida na Lei 14.120/21, que deu providências e alterou um conjunto de leis de maneira a endereçar diversas questões sobre o custeio do SEB, conforme destaques listados a seguir:

- Entre 2021 e 2025, em prol da modicidade da tarifária, utilização de recursos de P&D e Eficiência Energética que as concessionárias de energia são obrigadas a aplicar para abatimento das cotas da CDE, muito em razão dos impactos da pandemia da COVID-19 no setor elétrico (MP 950, 2020)
- Redução de certos encargos para os consumidores cativos da Região Norte
- Possibilidade de transferência para a iniciativa privada da exploração da usina nuclear de Angra 3
- Inclusão dos agentes do ACL no custeio da contratação de energia de reserva
- Temas específicos relacionados à gestão de ativos da Eletrobras
- Fim do desconto<sup>40</sup> para as fontes incentivadas na tarifa sobre o uso da rede

Dentre esses pontos, os que merecem mais destaque, tendo em vista o objetivo deste trabalho, são (i) o fim do desconto na tarifa sobre o uso da rede e (ii) o compartilhamento do custo da contratação de energia de reserva com os agentes do ACL. O primeiro, como será abordado nas seções à frente, tanto porque representa um custo expressivo para os agentes de geração quanto pela incerteza<sup>41</sup> trazida pelo texto da Medida Provisória a respeito do mecanismo que será utilizado para corrigir a falha de mercado gerada pela externalidade ambiental positiva (SALANIÉ, 2000), em substituição ao desconto na tarifa sobre o uso do fio. Já o segundo, por ratear os custos de nova energia de reserva (leia-se confiabilidade) entre todos os agentes (regulados e livres), refletir, de alguma maneira, a dificuldade de viabilizar a separação de lastro e energia.

---

<sup>40</sup> Válido para empreendimentos que solicitarem outorga até fevereiro de 2022 (já levando em conta a atualização do texto original da MP, no momento da aprovação do PLV 42/2020) e entrarem em operação em até 48 meses depois dessa data

<sup>41</sup> “O Poder Executivo federal definirá diretrizes para a implementação no setor elétrico de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, no prazo de doze meses, contado de 1º de setembro de 2020” (MP 998, 2020)



## 4. DESDOBRAMENTOS DAS MUDANÇAS REGULATÓRIAS SOBRE A EÓLICA

### 4.1. Histórico

O desenvolvimento da fonte eólica no Brasil remonta aos tempos do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA). Instituído em 2002, o programa viabilizou a contratação de 965 MW de capacidade instalada (PROINFA, 2020), mediante mecanismo de *Feed-in-Tariff*. Mas foi com a série de leilões iniciada em 2009 que a fonte de fato decolou, alcançando atualmente mais de 18 GW de potência instalada (ONS, 2020).

Na sequência da discussão sobre os impactos que a reforma do marco legal pode causar à expansão da oferta de novos projetos dessa fonte, vale fazer uma análise retrospectiva para identificar, ao longo dessa longa caminhada, quais foram os principais desafios de natureza regulatória pelos quais a eólica passou assim como os seus desdobramentos mais diretos sobre volumes negociados e preço da energia.

Nesse sentido, portanto, a Tabela 4 consolida as informações sobre a mudança regulatória implementada, o momento em que ela aconteceu e o impacto esperado.

<b>Tabela 4: Histórico de alterações do marco regulatório do setor elétrico brasileiro com maiores impactos sobre a fonte eólica</b>		
<b>Alteração</b>	<b>Quando</b>	<b>Impacto esperado</b>
<b>Fim das Instalações de Interesse Exclusivo de Centrais de Geração para Conexão Compartilhada (ICG) (BWP, 2016) e Realocação do risco de transmissão:</b> em razão da experiência traumática de se ver tendo que ressarcir os agentes de geração considerados aptos para gerar e que somente não o fizeram por atraso nas obras de reforço do sistema de transmissão, o governo passou a somente habilitar tecnicamente para os leilões A-3 os empreendedores cujo ponto de conexão, conforme nota técnica divulgada pelo ONS antes do leilão, reunisse capacidade suficiente para recebimento de potência adicional no horizonte temporal em questão	2013	Aumento do preço de reserva dos projetos, em razão do incremento dos custos de conexão (necessidade de construir longas linhas de transmissão para viabilizar a conexão do projeto à subestação da rede básica ou da rede de distribuição com capacidade disponível) e da redução do fator de capacidade dos projetos ganhadores do leilão (em razão da barreira de entrada imposta pela nova restrição de conexão)
<b>Garantia física calculada a partir do P90 (ESTADÃO, 2013):</b> seguindo o que os bancos já praticavam no dimensionamento da dívida das usinas, o governo decidiu alterar o nível de excedência estatístico	2013	Aumento do preço de reserva dos projetos, em razão do fato de parte da energia passar a ficar exposta ao MCP ou a um regime de precificação diferente (potencialmente 70%

utilizado para o cálculo da garantia física das usinas do P50 para o P90, de maneira a melhor endereçar a incerteza associada à estimativa de produção das usinas e conferir maior confiabilidade ao sistema		do preço do contrato no caso de leilões de reserva)
<b>Fim do quadriênio:</b> já na esteira da CPP033, o governo começou a implementar algumas modificações na forma como a energia de parques eólicos seria contratada, o que, em um primeiro momento, passou por extinguir o mecanismo do quadriênio, no espírito de que o agente gerador está mais bem posicionado para gerir o risco da variabilidade interanual das eólicas	2017	Aumento do preço de reserva dos projetos, em razão de o risco de quantidade associado a variações interanuais frente à média de longo-prazo, algo intrínseco à fonte eólica e especialmente pronunciado em projetos no litoral do nordeste, passar inteiramente para o gerador. Na modalidade de contratação por disponibilidade, ainda em vigor em 2017, entretanto, a exposição dessas variações ao MCP é mitigada, restando ao gerador uma maior flutuação nos fluxos de receita bem como penalidades associadas a uma geração inferior aos 90% da banda
<b>Comercialização a partir de contratos por quantidade:</b> na sequência da ação elencada acima, o governo alterou em 2018 a modalidade de contratação das eólicas de “por disponibilidade” para “por quantidade”, dando mais um passo no sentido de alocar mais risco de quantidade ao agente com melhor condição de geri-lo	2018	Aumento do preço de reserva, em razão do agente de geração passar a assumir o risco de sazonalidade, o que, por sua vez, aumentou a exposição do usineiro ao MCP, além de o fazer passar a perceber uma receita variável ao longo do ano <sup>42</sup> . Vale notar, por fim, que, nesse momento, o governo acabou optando por não alocar para o agente gerador o risco de modulação, que tem que ver com o perfil diurno de geração/consumo

Fonte: Elaboração própria

Por outro lado, a Figura 3 e a Figura 4 consolidam informações históricas sobre capacidade instalada, preço médio, parcela da garantia física alocada para o ACR (logo uma estimativa daquela deixada para a comercialização no ACL) e fator de capacidade dos projetos eólicos vencedores dos leilões do ACR.

Interessante notar na Figura 3 que, entre 2009 e 2011, houve uma rápida redução do preço (tanto em reais quanto em dólares) assim como um expressivo montante agregado de capacidade instalada contratada (quase 7 GW), o que aponta para o ganho de competitividade de eólica assim como para o sucesso do modelo de leilões, tanto no sentido da minimização do excedente do produtor quanto da indução de investimento na expansão da oferta.

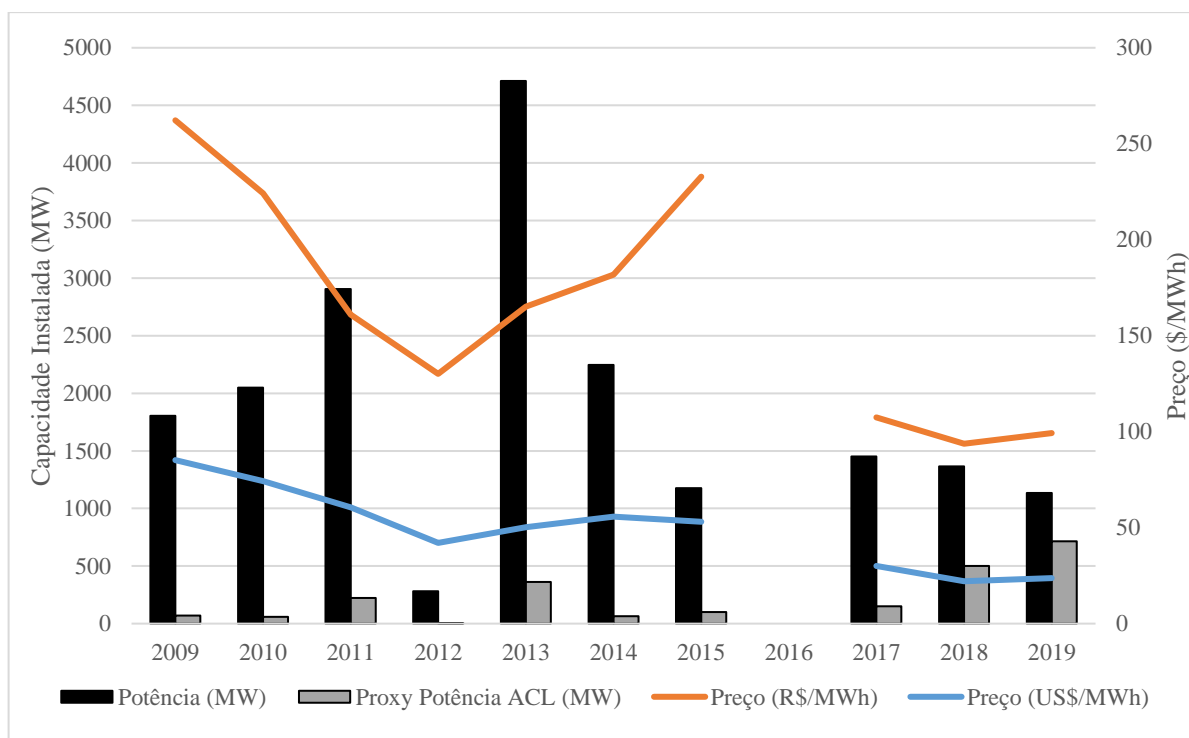
Depois de um 2012 desastroso (especialmente em razão da instabilidade no setor elétrico gerada pela MP579), em que somente cerca de 300 MW foram contratados (em um

<sup>42</sup> O que pode representar uma dificuldade no dimensionamento da dívida

certame do tipo A-5<sup>43</sup>), a um preço muito baixo (fruto de um enorme desequilíbrio entre oferta e demanda), e que, ao final, acabaram, em sua maioria, não sendo viabilizados, houve um período de outros três anos excepcionais para a fonte eólica. De 2013 a 2015, a capacidade instalada acumulada contratada no ACR mais do que dobrou.

Viu-se ainda neste triênio um aumento do preço médio em reais<sup>44</sup>, frente aos níveis de 2011, o que, para além de possíveis desdobramentos das mudanças regulatórias destacadas na Tabela 4, reflete a deterioração do real frente ao dólar (cerca de 35% do CAPEX das usinas é indexado à moeda estrangeira), o endurecimento das regras de conteúdo local do BNDES (financiador da maioria dos projetos à altura e que passou a exigir que mais componentes do aerogerador fossem fabricados no Brasil) e a grande demanda (mais de 8 GW de eólica contratados em 3 anos), que tanto exerceu uma pressão positiva sobre o CAPEX quanto fez com que projetos com um preço de reserva mais alto (menos competitivos<sup>45</sup>) fossem contratados.

**Figura 3: Histórico da eólica (volume negociado e preço) nos leilões do ACR**



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE

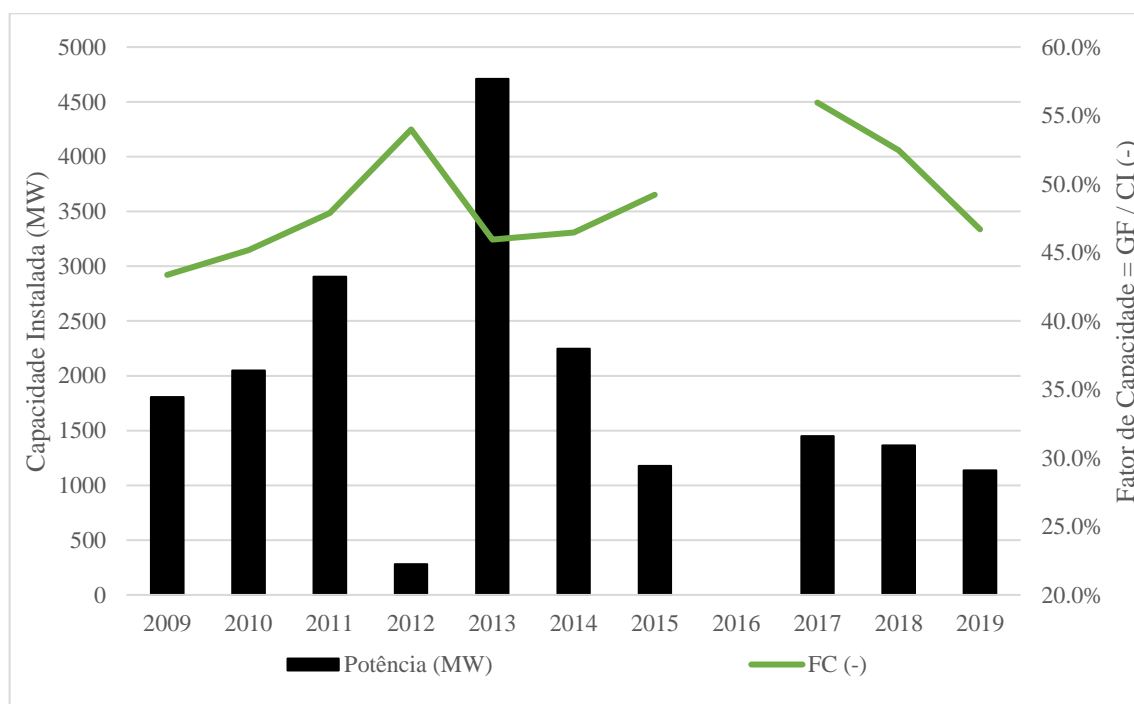
<sup>43</sup> Início da operação da usina acontece 5 anos depois do ano em que o leilão foi realizado, o que é um prazo muito mais longo do que uma usina eólica tipicamente precisa para ser construída (de 2 a 3 anos)

<sup>44</sup> O preço médio em dólares nesse triênio, por sua vez, acompanhou parte do movimento de queda visto entre 2009 e 2011.

<sup>45</sup> Como se observa pela Figura 4, o fator de capacidade médio de 2013 (ano de maior demanda) é menor do que os de 2011 e 2014

A crise econômica atingiu frontalmente o setor elétrico em 2016 e, somente no final de 2017, os leilões voltaram a acontecer. O represamento da oferta<sup>46</sup> e a volta do financiamento pelo BNB com juros muito baixos (BNB, 2020) acabaram fazendo com o que o preço em 2017 baixasse para o patamar de R\$ 100,00 / MWh, nível sensivelmente inferior àquele que vinha sendo praticado nos leilões antes da crise econômica. Tal movimento se deu a despeito do maior risco para os agentes de geração em razão fim do quadriênio no PPA do ACR, como destacado na Tabela 4.

**Figura 4: Histórico da eólica (volume negociado e fator de capacidade) nos leilões do ACR**



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados da CCEE

Em 2018 e 2019, os preços permaneceram no patamar dos R\$ 100,00 / MWh, mesmo com a piora na alocação de risco para os usineiros no PPA do ACR vinda com os contratos por quantidade. Importante observar que, a partir de 2018, um percentual menor da garantia física passou a ser destinado para o ACR. Em 2019, em média, cerca de dois terços do montante máximo de energia comercializável deixaram de ser vendidos no leilão, como mostra a Figura 3. Este é um fato realmente digno de nota, no âmbito deste trabalho, sobre o qual se discutirá

<sup>46</sup> Interessante notar na Figura 4 o efeito disso sobre o fator de capacidade das usinas, no sentido de que 2017 foi o ano com os níveis mais altos observados na série histórica

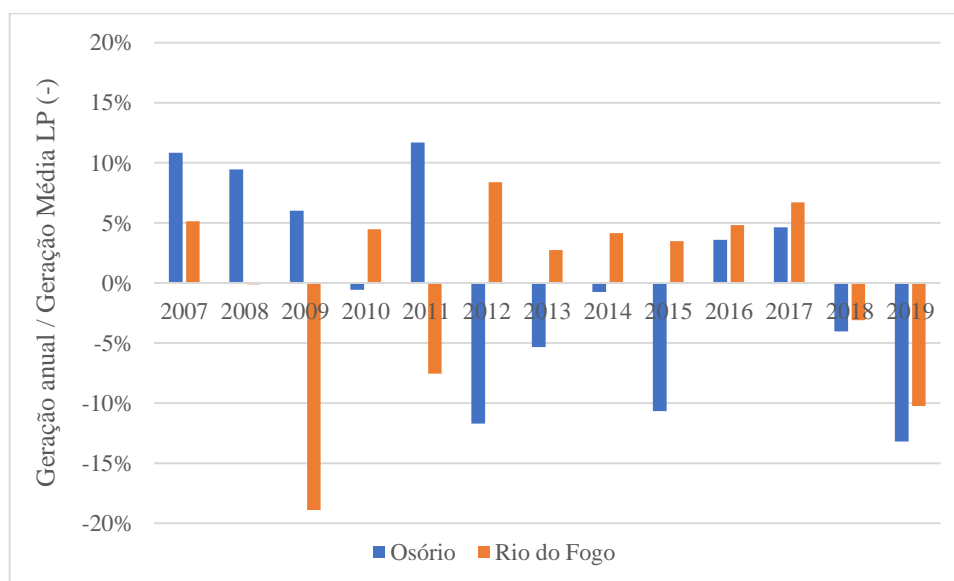


em maior profundidade adiante, porque descortina o início do processo de expansão com base na contratação no ambiente livre, mesmo antes da consolidação da agenda de modernização do setor elétrico.

A respeito da realocação do risco preço-quantidade entre geradores e distribuidoras no âmbito das alterações ocorridas no PPA ACR em 2017 e 2018, que também será examinada de maneira mais acurada adiante, a impressão que se tem a partir dos resultados dos leilões é que os agentes de geração acabaram absorvendo esse efeito, possivelmente não precificando adequadamente o seu impacto sobre a volatilidade do retorno do ativo.

Nesse sentido, a Figura 5 traz uma visão de quanto a geração anual das usinas eólicas Rio do Fogo e Osório<sup>47</sup>, das mais antigas em operação no país, variou frente à média histórica. Já a Figura 6 e a Figura 7 apresentam respectivamente os intervalos de confiança para a média da geração mensal dessas mesmas usinas. Esses gráficos reforçam a alta variabilidade temporal do recurso eólico, à qual o quadriênio (variações interanuais) e o contrato de disponibilidade (variações intra-anuais) justamente buscavam endereçar.

**Figura 5: Variabilidade interanual da geração dos parques Rio do Fogo e Osório**

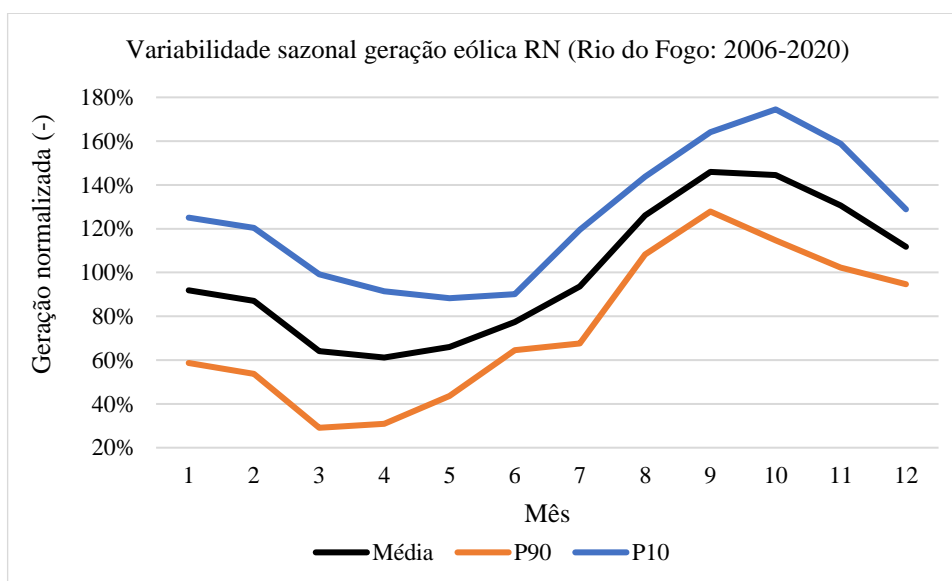


Fonte: Elaborado própria a partir dos dados do ONS

As variações interanuais nos dois casos são bastante expressivas e frequentes, ultrapassando, em muitos anos, os 10% em Osório e chegando, em 2009, a quase 20% em Rio do Fogo.

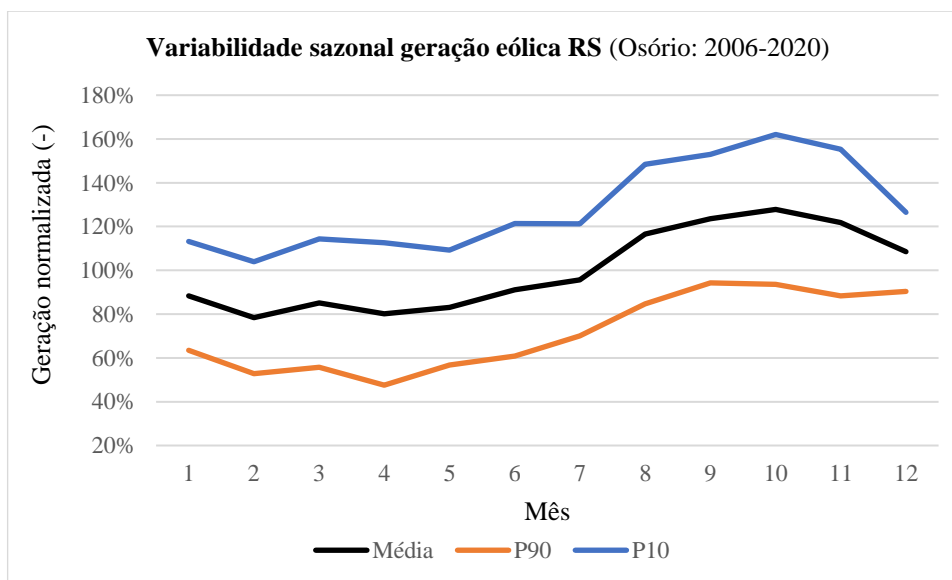
<sup>47</sup> Localizadas respectivamente no litoral do RN e no RS

**Figura 6: Intervalo de confiança para a geração média mensal do parque eólico Rio do Fogo, localizado no RN.**



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS.

**Figura 7. Intervalo de confiança para a geração média mensal do parque eólico Osório, localizado no RS.**



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS.

Quanto à sazonalidade, a variância da geração em Osório é razoavelmente uniforme ao longo do ano (“distância” entre a curva média e as do P90 e P10 se mantém praticamente constante ao longo do ano); porém, em Rio do Fogo, há uma clara distinção entre o padrão do primeiro semestre, em que em março, por exemplo, há uma diferença de 70 pontos percentuais,

na média normalizada, entre o valor que é excedido em 90% dos casos e o que é em 10% dos casos. O impacto que isso pode ter em termos de exposição ao MCP não é desprezível e será quantificado mais à frente ao longo do capítulo 6.

A fonte eólica vem mostrando, portanto, uma capacidade muito grande de se adaptar às alterações no arranjo comercial do setor elétrico. Apesar disso, o negócio de geração de energia a partir do vento está longe de ser livre de riscos. Muito pelo contrário, os parques eólicos brasileiros vêm produzindo, em média, 13% menos energia do que o esperado (FITCHRATINGS, 2019). Nessa perspectiva, causa preocupação o que essas recentes alterações na alocação do risco de quantidade podem representar para a perenidade dos investimentos em projetos desse tipo, especialmente quando se vê uma migração substancial já em curso do ACR para o ACL. Em outras palavras, o risco de receita dos parques eólicos vem crescendo muito: do lado da quantidade, pelo fim do quadriênio e subsequente assunção do risco de sazonalidade pelo agente gerador, e, do lado do preço, pela migração para o ACL, onde os contratos costumam ter prazo menor do que 20 anos.

#### **4.2. Elementos da reforma proposta com maior impacto sobre a fonte eólica**

Depois de se analisar o impacto das mudanças regulatórias dos últimos anos sobre os números do mercado de eólica, aqui o foco será no que se vislumbra de principais desdobramentos das transformações que poderão vir com o PL 414/2021, caso venha a se tornar lei, e medidas complementares. Nesse sentido, a Tabela 5 consolida o que se espera, em termos qualitativos, de principais efeitos para a fonte eólica causados pelas medidas destacadas em negrito na Tabela 3.

<b>Tabela 5: Principais impactos do PL 414/2021 sobre a fonte eólica</b>	
<b>Medida</b>	<b>Impactos</b>
1.a: Obrigação de preços horários no MCP e do despacho segundo a lógica da oferta de preço e quantidade	<p>Em razão da variabilidade do recurso energético dos parques eólicos, com especial destaque para a dinâmica do vento em regiões do interior do Nordeste, onde a maioria dos projetos atualmente está localizada, em que em geral há mais vento durante a noite, espera-se que a introdução do PLD horário exponha negativamente os agentes ao MCP.</p> <p>Com relação à introdução da lógica de formação de preços do MCP por oferta de preços, a expectativa é de que isso trará benefícios para todo o setor elétrico, em razão do aumento</p>

	tanto da transparência quanto da racionalidade econômica na formação do preço <i>spot</i> , o que impactará positivamente a bancabilidade dos projetos cuja energia se espera que seja cada vez mais negociada no ACL
1.d: Possibilidade de contratar os chamados serviços ancilares (tais como o controle de frequência e a reserva de potência) por mecanismo concorrencial	A monetização dos serviços que hoje são tratados como obrigação dos agentes geradores no âmbito Parecer de Acesso do ONS, sem qualquer contrapartida financeira, gerará uma receita adicional para os agentes de geração
2.a: Criação da contratação de lastro (contribuição para o provimento de confiabilidade e adequabilidade sistêmica de cada usina)	Como os operadores dos parques eólicos não têm controle sobre o combustível de suas usinas, é de se esperar que eles não façam jus a qualquer remuneração pelo lastro de potência, o que pode gerar um déficit de receita frente ao que hoje se auferia na venda do produto combinado “energia + lastro”
2.b: Exigência de que a contratação de lastro observe os atributos das fontes de geração	O MME vem sinalizando que, juntamente com o lastro de potência, considera criar o lastro de produção (EPE e MME, 2018), que tem que ver com o nível de previsibilidade que a fonte aporta ao sistema num horizonte de tempo de alguns meses / anos. Dito de outra forma, o lastro de produção estaria associado com a capacidade de uma fonte colaborar com a mitigação do risco de racionamento (escassez prolongada de energia) e, por esse atributo, se espera que as eólicas recebam, sim, alguma remuneração
3.a: Substituição dos descontos na TUST e na TUSD para a energia comercializada por fontes alternativas + Lei 14.120/21	O desconto na TUST e na TUSD vem representando um aliado importante da viabilização de projetos de energia renovável e, a princípio, o próprio texto da reforma reconhece isso ao indicar o caminho da criação de um mercado de certificados de energia limpa como provável alternativa ao benefício hoje dado via redução de custo. Apesar disso, a recente Lei 14.120/21 não dá qualquer pista de qual será o mecanismo utilizado para corrigir a falha de mercado associada à externalidade positiva ambiental gerada pelas renováveis
4.a: Permissão para exigência de contrapartidas e de critérios ambientais, sociais e econômicos dos beneficiários de subsídios custeados pela CDE + Portaria MME nº 465/2019	Atualmente as renováveis se beneficiam de uma reserva de mercado no ACL, em razão do fato de que consumidores especiais (cuja carga varia entre 0,5 e 3,0 MW) são elegíveis a um desconto na TUST e na TUSD em contrapartida à obrigação de comprar energia de fonte renovável. O eventual excedente de lucro dos consumidores que vem disso acaba, no equilíbrio de mercado, sendo revertido em parte para os geradores na forma de um spread de preço para a energia incentivada. A ideia é que esse benefício seja extinto e que o estímulo à expansão da matriz via energia renovável seja inteiramente coberto pelos certificados de energia limpa, conforme descrito acima.
4.b: Aperfeiçoamento nas diretrizes a serem observadas pela Aneel na definição da TUST e da TUSD	Atualmente nos leilões de geração, não há uma forte sinalização econômica para os agentes acerca do custo para o sistema associado à interligação de uma nova usina que, por exemplo, esteja muito distante do centro de carga. Passar a fazer isso, portanto, tende a penalizar as principais bacias de vento, uma vez que elas estão em áreas remotas, bastante distantes dos principais centros de carga

6.a: Redução gradual dos requisitos de carga e de tensão para que o consumidor possa escolher o seu fornecedor de energia elétrica	A ampliação do ACL, cujos contratos apresentam mais risco para os geradores, gera um desafio para a financiabilidade dos novos projetos. A solução disso está bastante relacionada à viabilização da oferta de preço na formação do preço <i>spot</i> , conforme discutido no primeiro item desta tabela
--	--

Fonte: Elaboração própria

#### 4.3. Contribuições ABEEOLICA para a CP MME 033/2017

Importante também colocar em perspectiva as contribuições apresentadas pela Associação Brasileira de Energia Eólica (ABEEólica) no âmbito da CP 033 do MME (ABEEOLICA, 2017), em que sobretudo se destacou a necessidade de que o preço no MCP fosse crível e, até mais do que isso, de que esse seria um primeiro passo fundamental para viabilizar tanto a separação de lastro e energia quanto a expansão do ACL. Essa visão de interdependência entre as ações da reforma foi consolidada pela ABEEólica em um diagrama que é reproduzido na Figura 8.

**Figura 8. Interdependência entre os principais pilares da reforma do setor elétrico.**



Fonte: ABEEólica

Segundo a ABEEólica, portanto, a migração de um modelo em que tanto os recebíveis dos projetos estão cobertos por contratos de longo-prazo como os produtos energia e lastro são

comercializados de maneira conjunta para qualquer outro está intrinsecamente relacionada à capacidade do novo modelo de criar e manter expectativas racionais a respeito de preços futuros. Dito de outra forma, uma reforma no marco legal do setor que objetive ampliar o ACL e separar os produtos lastro e energia mas que não se alicerce em uma formação de preços transparente no MCP possivelmente trará grandes dificuldades de financiabilidade para os novos projetos.

## 5. VIABILIDADE ECONÔMICA DE NOVOS PROJETOS EÓLICOS

Antes de propriamente iniciar a mensurar o impacto das medidas de maior relevância sobre a fonte eólica que estão sendo propostas no PL 414/2021, vale dar um passo atrás e analisar as condições a partir das quais os projetos eólicos que venderam energia nos leilões mais recentes se viabilizaram.

Essa reflexão é bastante importante. Conforme mostra a Figura 3, a redução da parcela da garantia física das usinas alocada para o ACR a partir de 2018 causa uma mudança de padrão na forma como a energia gerada pelas usinas eólicas é comercializada. Isso pode sugerir que os agentes do mercado já vêm buscando soluções para algumas das questões mais cruciais que emergirão com esse novo ambiente regulatório.

Por outro lado, é preciso ter em conta também os desdobramentos sobre o comportamento dos agentes da atual crise econômica brasileira, que persiste desde o início da década de 2010 e que teve seu ápice para o setor eólico em 2016, ano em que não se contratou qualquer MW adicional de capacidade instalada dessa fonte no ACR. Isso passa pela redução do CAPEX<sup>48</sup> (especialmente em 2017 e 2018), pela melhora nas condições de financiamento dos bancos de desenvolvimento (particularmente o BNB) e até mesmo pela adequação das expectativas dos investidores, que passaram a aceitar um equilíbrio menos favorável para a relação risco vs. retorno.

A migração para o ACL representa, para quem opera no mercado de geração eólica, além da natural necessidade de adequação da percepção de risco aos riscos de preço e quantidade (relativizada em boa medida, desde o fim de 2017, pelas alterações implementadas pelo MME no PPA ACR, realocando boa parte desse risco do comprador para o vendedor<sup>49</sup>), a busca por uma menor dependência do governo na obtenção de contratos de comercialização. Esse movimento, por sua vez, tem encontrado abrigo na busca recente de algumas empresas eletrointensivas por associar sua imagem à da energia limpa.

Dessa forma, este capítulo, logo após apresentar os principais parâmetros do modelo econômico-financeiro utilizado nas análises quantitativas deste trabalho, avança para o cálculo da rentabilidade de um projeto eólico representativo das condições médias de geração e preço do grupo dos vencedores do leilão de 2019. Em seguida, inicia uma série de simulações que se

---

<sup>48</sup> A capacidade ociosa dos fabricantes de aerogerador e a baixa procura pelos serviços das empreiteiras exerceu uma pressão negativa significativa sobre o CAPEX das usinas

<sup>49</sup> Isso, na prática, fez com que, ao menos nesse aspecto, os PPAs do ACR se assemelhassem muito aos que são praticados no ACL

propõe a dar uma noção quantitativa dos impactos da migração para o ACL, das mudanças nas condições de financiamento, do fim do desconto na TUST, da introdução do PLD horário, dentre outros.

Por fim, é importante colocar em perspectiva que se optou neste trabalho pela construção de um modelo econômico simplificado<sup>50</sup>, que pudesse, portanto, ser facilmente reproduzido, mas que, especialmente em razão de contar com uma parametrização bastante fiel às condições do mercado, possibilitasse a obtenção de uma boa ideia da ordem de grandeza dos impactos das alterações iminentes no marco regulatório do setor elétrico sobre a taxa interna de retorno dos projetos.

### 5.1. Parametrização do modelo econômico-financeiro

Na Tabela 6, são apresentados os principais parâmetros utilizados no modelo econômico-financeiro, em que, a partir dos fluxos de caixa livres para o acionista, se calcula a rentabilidade para o capital do proprietário da usina.

<b>Tabela 6: Parâmetros do modelo econômico-financeiro de uma usina eólica</b>	
Fonte	Eólica
Capacidade instalada (CI)	200 MW, divididos em 4 projetos de 50 MW <sup>51</sup>
Fator de capacidade (FC) P50 <sup>52</sup>	51,9%
Garantia física <sup>53</sup>	93,4 MWmed
Regime tributário	Lucro presumido
Impostos incidentes sobre a receita bruta	PIS/COFINS = 3,65%
Impostos incidentes sobre o EBIT <sup>54</sup>	IRPJ = 15% de 8% de R\$ 240.000,00 <sup>55</sup> mais 25% de 8% da receita bruta anual que exceder R\$ 240.000,00  CSLL = 9% de 12% da receita bruta
Custo de implantação da usina	R\$ 4.500.000,00 / MW

<sup>50</sup> Que, por exemplo, não entra nos pormenores do cálculo da alavancagem e tem uma resolução temporal anual para fins de capitalização de juros

<sup>51</sup> De maneira a respeitar o limite de faturamento anual de R\$ 78.000.000,00 do regime tributário do Lucro Presumido

<sup>52</sup> Corresponde à razão entre a potência média anual, em um horizonte de 20 anos, e a capacidade instalada da usina

<sup>53</sup> Calculada a partir da multiplicação do FC P50 de 51,9% pela CI de 200 MW e pela relação P90/P50 de 90%

<sup>54</sup> Acrônimo em inglês largamente utilizado para se referir ao lucro antes de juros e impostos

<sup>55</sup> Caso a receita bruta anual fosse inferior a R\$240.000,00, o imposto de renda equivaleria a 15% de 8% dessa receita



Depreciação	Constante ao longo de 20 anos
Custo de operação e manutenção da usina <sup>56</sup>	R\$ 120.000,00 / MW / ano
Custo de arrendamento <sup>57</sup>	1,5% da receita líquida anual
TUST	R\$ 100.000,00 / MW / ano
Financiamento	Alavancagem <sup>58</sup> = 60% Sistema de amortização = SAC Período de amortização = 20 anos Taxa de juros <sup>59</sup> = IPCA + 4,5% a.a. Custo da fiança = 3% a.a. do Principal amortizado Vigência da fiança = 2 anos <sup>60</sup>
Indexação	Assumiu-se que todos os preços estão indexados ao IPCA
Cronograma	No ano 0, ocorre toda a construção da usina, bem como, de forma integral, tanto o aporte do capital do acionista quanto o desembolso do financiamento. A fase de operação comercial do ativo de geração tem início no ano 1 e vai até o ano 20.

Fonte: Elaboração própria

## 5.2. Rentabilidade de um projeto eólico em 2019

A Tabela 6, em que são consolidados os principais parâmetros do modelo construído neste trabalho para a modelagem da rentabilidade de um projeto eólico, já parte de uma premissa de geração que representa a condição média do grupo de vencedores<sup>61</sup> dos leilões de 2019. Para além da geração P50 de longo-prazo e da garantia física da usina, entretanto, o cálculo da receita no modelo considera algumas outras premissas, que são detalhas a seguir:

- Variabilidade de geração: utilizou-se o período de jan/2007 a dez/2019 da série histórica da usina eólica de Rio do Fogo como base para a construção de uma série de geração de resolução mensal e duração de 20 anos. Basicamente a manipulação que se fez foi ajustar linearmente os dados de Rio do Fogo de maneira que, na série alvo, a média dos primeiros 13 anos de geração fosse igual

<sup>56</sup> Inclui todos os custos de operação e manutenção da usina a menos do arrendamento e da TUST

<sup>57</sup> Premissa é que a usina será construída em um imóvel de propriedade de terceiro

<sup>58</sup> Relação entre dívida e a soma de dívida e patrimônio líquido

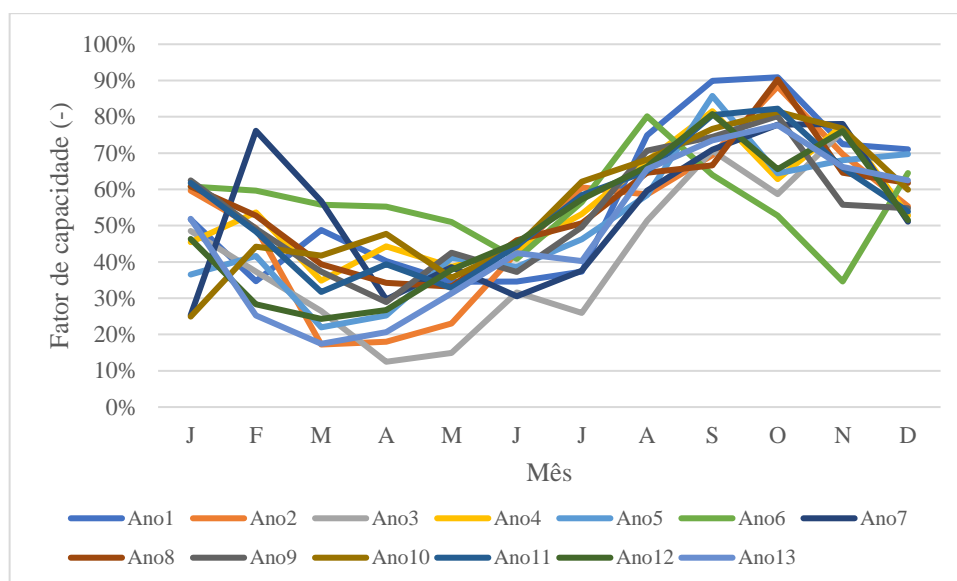
<sup>59</sup> Condições atuais do BNDES. No cenário BNB, assumiu-se uma taxa de IPCA + 1,25% a.a.

<sup>60</sup> No cenário em que a maior parte da energia gerada será negociada no ACR. No caso base ACL, esse prazo foi estendido para 20 anos

<sup>61</sup> Todos localizados na região Nordeste

à que consta da Tabela 01 e os primeiros 7 anos da série histórica foram utilizados uma segunda vez para cobrir a lacuna entre os anos 14 e 20. O resultado da variabilidade base de geração considerada nas simulações deste trabalho pode ser vista na Figura 9.

**Figura 9: Variabilidade base de geração utilizada na modelagem econômico-financeira.**



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do parque Rio do Fogo, disponíveis no acervo do ONS.

- Energia vendida no leilão: considerou-se que todos os lotes disponíveis (até o limite da garantia física) foram vendidos no leilão e que se trata de um contrato por quantidade, de maneira que o agente gerador é que está exposto ao risco do MCP (aqui simplificado a uma contabilização e liquidação financeira mensais). Nesse aspecto, considerou-se que a curva de sazonalidade registrada no PPA corresponde à garantia física da usina sazonalizada pelo perfil de geração mensal P50
- PLD: assumiu-se o valor fixo de R\$ 90,00 / MWh, conforme premissa adotada pelos bancos no cálculo da alavancagem dos projetos, de maneira que as variações (positivas e negativas) de energia, frente ao que foi negociado no PPA, foram valoradas a esse preço

Como resultado, para uma tarifa de R\$ 99,30 / MWh, que corresponde ao valor médio pelo qual as eólicas venderam energia no leilão, portanto, chegou-se a uma taxa interna de retorno real para o acionista de -5,4% a.a.

Esse resultado claramente indica que o arranjo acima descrito não coincide com o encontrado pelos agentes para tirar do papel os projetos em 2019, seja do ponto de vista da estruturação financeira seja da perspectiva da estratégia de comercialização de energia.

As informações levantadas no portal da transparência do BNB mostram que praticamente todos os projetos eólicos que venderam energia em leilão nos anos de 2018 e 2019 contrataram dívida com esse banco a uma taxa de juros substancialmente mais baixa que a que consta da Tabela 6 (BNB, 2020). Para contabilizar esse efeito, a taxa de juros do financiamento foi ajustada para  $\text{IPCA} + 1,25\%$  a.a., o que levou a uma TIR real para o acionista de  $-0,9\%$  a.a.

Obviamente que, mesmo com o impacto bastante relevante de 450 pontos base na taxa interna de retorno, há muito ainda a ser explicado. Nesse sentido, o que a Figura 3 indica é que cerca de dois terços da garantia física das usinas deixou de ser negociada no leilão e, caso se considere, portanto, que essa energia foi negociada no ACL a um preço mais alto (aqui, a princípio, assumido como sendo de R\$ 120,00 /MWh, *flat* durante toda a vida do projeto), chega-se a uma TIR real para o acionista de  $1,2\%$  a.a, já contabilizando o custo<sup>62</sup> (a maior) de uma fiança bancária vigente durante os 20 anos de operação da usina<sup>63</sup>. A

**Figura 10** consolida os efeitos acima descritos em um gráfico de *waterfall*.

Uma rentabilidade de  $\text{IPCA} + 1,2\%$  a.a., por sua vez, ainda não é suficiente para mobilizar capital privado para esse tipo de investimento, uma vez que ela é inferior ao que se poderia obter ao investir em um ativo livre de risco<sup>64</sup>. Urge, portanto, explorar de forma mais aprofundada a sensibilidade do retorno para o acionista ao preço da energia, o que se fará a seguir.

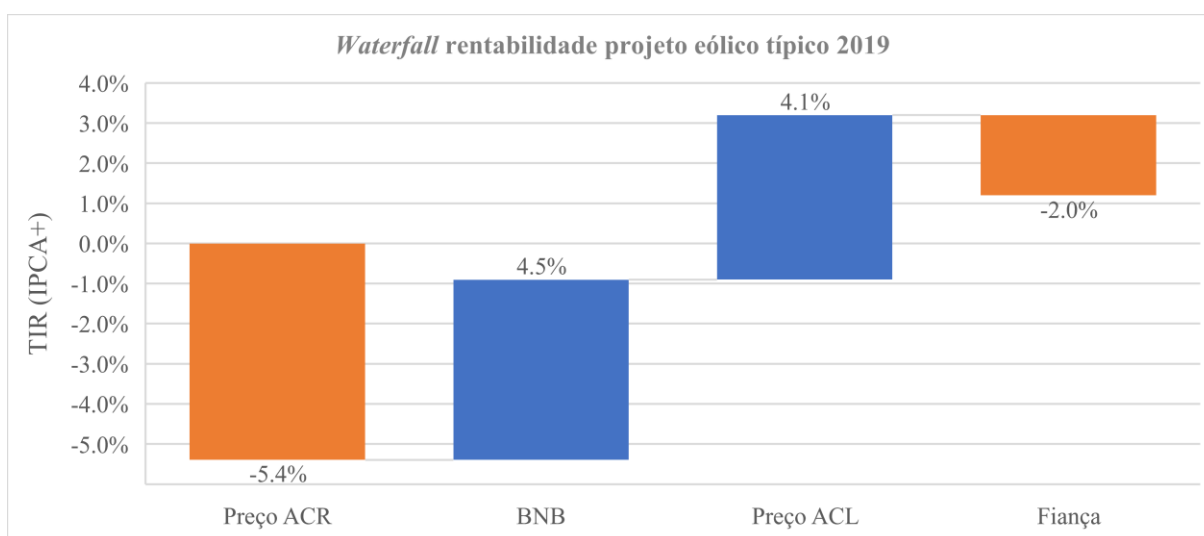
---

<sup>62</sup> 3% a.a. do valor amortizado do Principal

<sup>63</sup> Condição que vem sendo exigida pelos bancos quando se tem PPAs no ACL de duração menor que 20 anos e/ou parte da energia do projeto descontratada

<sup>64</sup> Em 13/09/2020, o título Tesouro IPCA+ 2026 estava pagando um spread e  $2,5\%$  a.a. sobre o IPCA

**Figura 10: Superposição dos efeitos do Financiamento BNB, Preço ACL e Custo Fiança Bancária sobre a rentabilidade de um projeto eólico típico de 2019**



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro.

### 5.3. Preços no ACL e financiabilidade

O principal desafio para um agente de geração associado à migração do ACR para o ACL está relacionado com o fato de normalmente não se poder contar neste novo ambiente com um grande contrato de comercialização de energia de 20 anos. Dito de outra forma, é bem pouco usual que os donos das usinas consigam, no momento da estruturação do projeto, obter um portfólio de contratos no ACL que seja capaz de cobrir 100% da garantia física da usina ao longo de todo o seu período de funcionamento.

Diante disso, naturalmente surge a questão de quais são os mínimos necessários em termos de montante e preço de energia bem como duração do contrato que precisam ser atingidos para viabilizar um projeto eólico no ACL. Esse problema, por sua vez, dialoga intrinsecamente com a premissa de PLD que se considera no modelo econômico-financeiro.

Na verdade, dito de maneira mais ampla, a expectativa a respeito dos valores futuros do PLD está por trás também do equilíbrio que se constrói entre vendedor e comprador em uma

negociação bilateral de preços em um PPA do ACL, no sentido até de que o PPA, em última análise, funciona como um *hedge* de preços de energia.

Foi por isso exatamente que a ABEEOLICA em sua contribuição para a CP033 enfatizou tanto a importância de que os preços da energia no MCP sejam críveis, de maneira que os agentes possam construir expectativas racionais a respeito de quais fatores mais influenciam em sua formação e a partir disso orquestrar os mecanismos de gestão de risco que lhes forem mais adequados.

O que de fato é muito curioso é que o prognóstico da ABEEÓLICA de que a maior transparência na formação do preço *spot* da energia, o que inclusive deveria passar pela alteração da maneira como ele é formado no MCP<sup>65</sup>, seria uma condição precedente para a ampliação do ACL acabou, na prática, não se confirmando.

Isso definitivamente não significa que o mercado esteja plenamente confortável com a racionalidade econômica da variabilidade do PLD (BRIGATTO, STREET e VALLADÃO, 2017). Ainda assim, a análise dos parágrafos seguintes se propõe a reproduzir o caminho encontrado pelos agentes para viabilizar projetos no ACL, mesmo antes da sedimentação da reforma (ainda em curso) e de maiores alterações na forma como o preço no MCP é formado.

Nesse sentido, talvez o primeiro passo tenha sido dado pelo BNDES (mas, logo a seguir, pelo BNB também), quando, para fins de cálculo da alavancagem dos projetos, passou a adotar o valor de R\$ 90,00 / MWh para o PLD<sup>66</sup>. Ato contínuo, veio também a flexibilização do critério de que os projetos só seriam financiados caso tivessem ancorados em contratos de comercialização de 20 anos de duração. Ou seja, foi fundamental a maior tolerância dos principais bancos financiadores ao fato de que, nesse novo ambiente, parte da garantia física das usinas muito provavelmente estaria descontratada no momento do *financial close*, ainda que ao custo para os usineiros de terem que manter vigentes caras fianças bancárias durante toda a vida do projeto.

Entretanto, para fins de modelagem da expectativa de receita das usinas, é altamente provável que os agentes estejam assumindo uma premissa de PLD menos conservadora que os R\$ 90,00 / MWh. Vale investigar, portanto, o que o histórico do PLD tem a dizer tanto em termos de persistência em níveis mais altos que esse quanto à intuição econômica por trás dos fatores que mais influenciam em sua formação. A partir disso, a expectativa é que se possa abrir

---

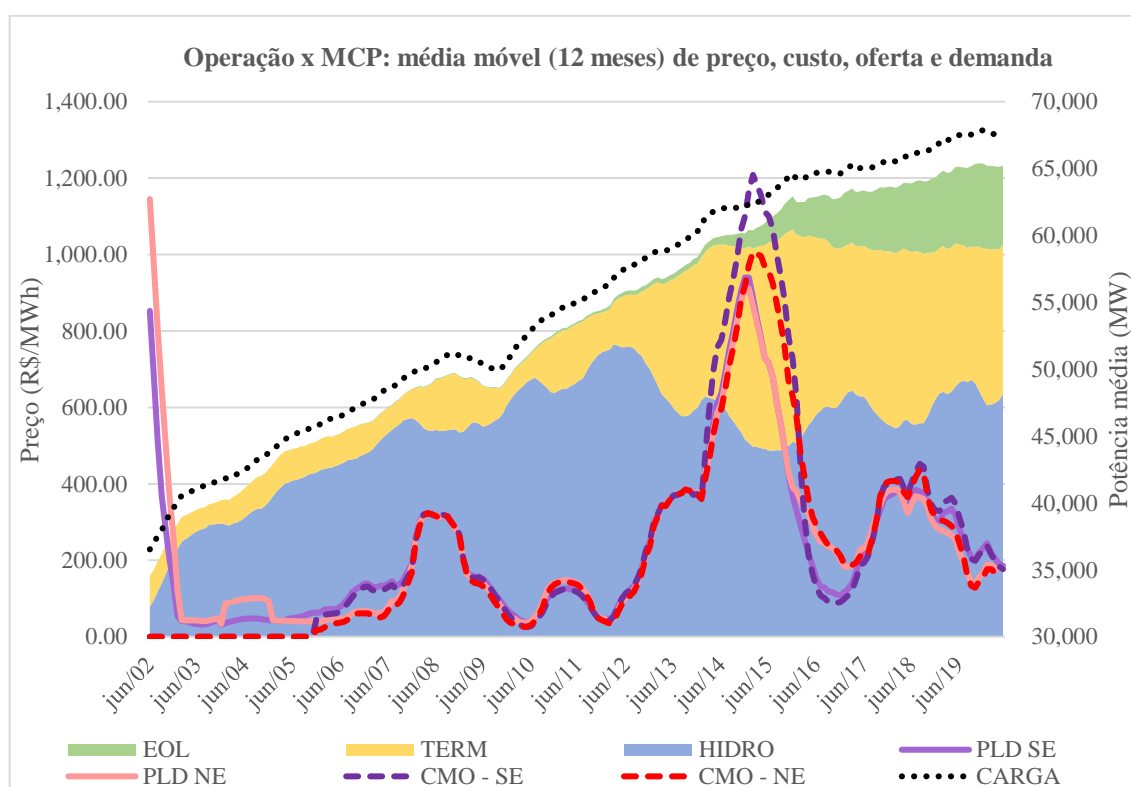
<sup>65</sup> A referência aqui é à já discutida transição de custos auditados para oferta de preços

<sup>66</sup> Até então o piso regulatório do PLD (cerca de R\$ 40,00 / MWh) era a premissa comumente adotada pelos bancos

espaço na análise de viabilidade econômica de uma usina eólica a uma exposição maior ao risco do MCP bem como à customização no tempo da curva de preços do PPA bilateral do ACL.

A Figura 07 consolida, portanto, uma visão histórica<sup>67</sup> bastante completa, em termos da média móvel de 12 meses, dos binômios oferta<sup>68</sup> vs. demanda e custo marginal vs. preço da energia elétrica no MCP, com o objetivo de buscar entender que fatores mais influenciam na formação do PLD. A ideia de usar a média móvel para esse exercício tem que ver com a intenção de filtrar um pouco das variações de alta frequência do PLD. Essas variações dialogam não só com a variabilidade natural do sistema elétrico mas também com o despacho fora da ordem de mérito além de certas imperfeições da modelagem atualmente utilizada pelo ONS e pela CCEE no cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (BRIGATTO, STREET e VALLADÃO, 2017).

**Figura 11: Histórico do PLD, CMO, geração e consumo de eletricidade**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

<sup>67</sup> Os valores monetários foram ajustados, pelo IPCA, para a mesma base temporal (maio/2020) na Figura 11 e nas subsequentes em que se apresentam valores de PLD

<sup>68</sup> De usinas hidráulicas, térmicas e eólicas

O que se observa de mais importante na Figura 07 é que há uma boa concordância entre o PLD e o CMO, em ambos os submercados retratados no gráfico, e que o CMO, por sua vez, guarda relação bastante direta com a capacidade do sistema de suprir a carga com o despacho das hidráulicas, o que, a propósito, é reconfortante do ponto de vista da intuição econômica. Ou seja, da teoria microeconômica de mercados perfeitos, o que se espera, no equilíbrio, é que o preço seja igual ao custo marginal e, do comportamento da oferta, que o custo marginal aumente com o aumento da demanda. No setor elétrico, isso tradicionalmente passa pelo acionamento de térmicas de maior custo variável unitário.

De maneira a fortalecer a visão de que a variabilidade do PLD é, sim, em boa medida explicada pelas condições de operação do sistema elétrico, montou-se os gráficos de dispersão da

Figura 12 e da Figura 13. Neles se mede, através do  $R^2$ , o quanto da variabilidade do PLD NE é explicada pela variabilidade da capacidade da oferta agregada de hidráulica e eólica.

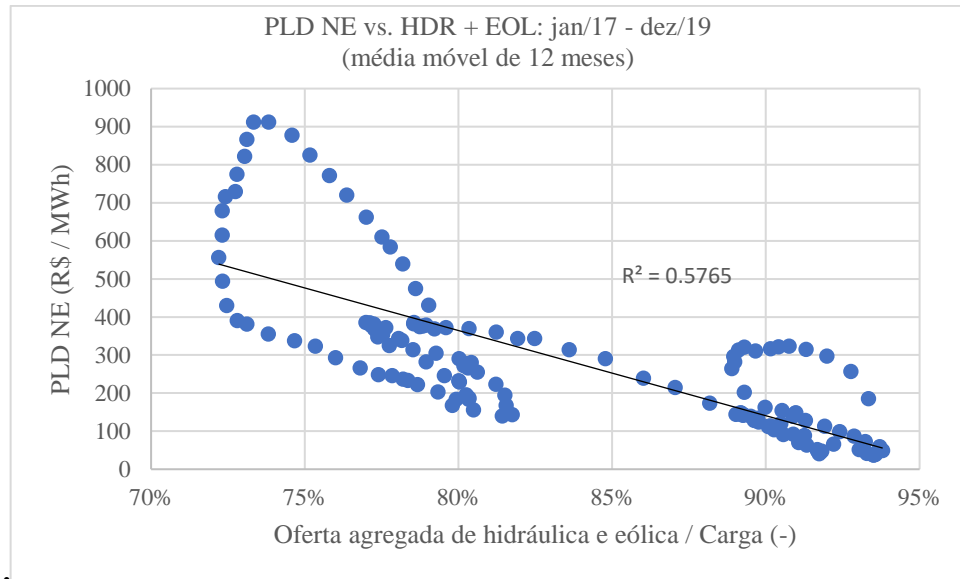
O resultado é uma correlação negativa com um  $R^2$  de 58%, para o período que vai de dez/07 a dez/19<sup>69</sup>, conforme mostra a

Figura 12, e, para os últimos 3 anos, conforme mostra a Figura 13, de impressionantes 83%. Obviamente que é preciso cautela para interpretar esses números, uma vez que as séries não são estacionárias (sobretudo porque o mix da matriz elétrica mudou ao longo do tempo, com uma maior participação relativa das eólicas, por exemplo), assim como para estabelecer uma relação de causalidade mais formal, uma vez que esse modelo certamente está sujeito a alguns dos vieses sobre os quais se estuda em econometria, como o de variável omitida. Apesar disso, eles trazem um conforto adicional para a intuição econômica que vem sendo construída nesta seção.

**Figura 12: Dispersão entre PLD NE e oferta agregada de hidráulica e eólica (dez/07 – dez/19)**

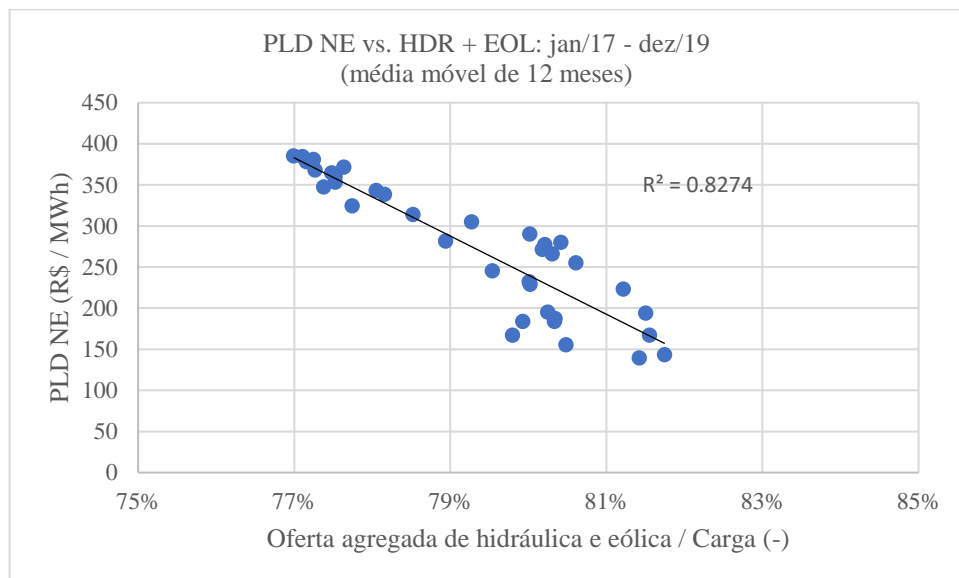
---

<sup>69</sup> Período que incorpora a já mencionada seca prolongada de 2012 a 2016 e que representa um nível de estresse grande para o sistema, o que ajuda a explicar o comportamento mais caótico observado no gráfico de dispersão da Figura 12



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

**Figura 13: Dispersão entre PLD NE e oferta agregada de hidráulica e eólica (jan/17 – dez/19)**



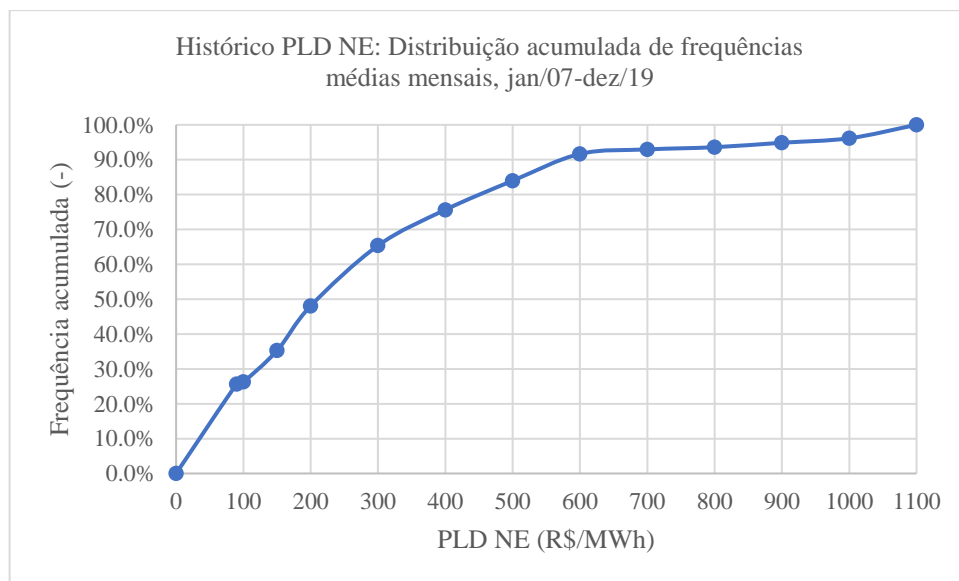
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Para fechar a análise sobre o histórico do PLD, na Figura 14 se apresenta um gráfico com a distribuição acumulada de frequências de ocorrência do PLD NE, considerando as médias mensais entre jan/07 e dez/19, a partir da qual se verifica que somente 25% da massa de dados corresponde a valores inferiores a R\$ 90,00 / MWh. A mediana está próxima dos R\$ 200,00 MWh. Uma análise equivalente feita com base nos dados entre jan/17 e dez/19



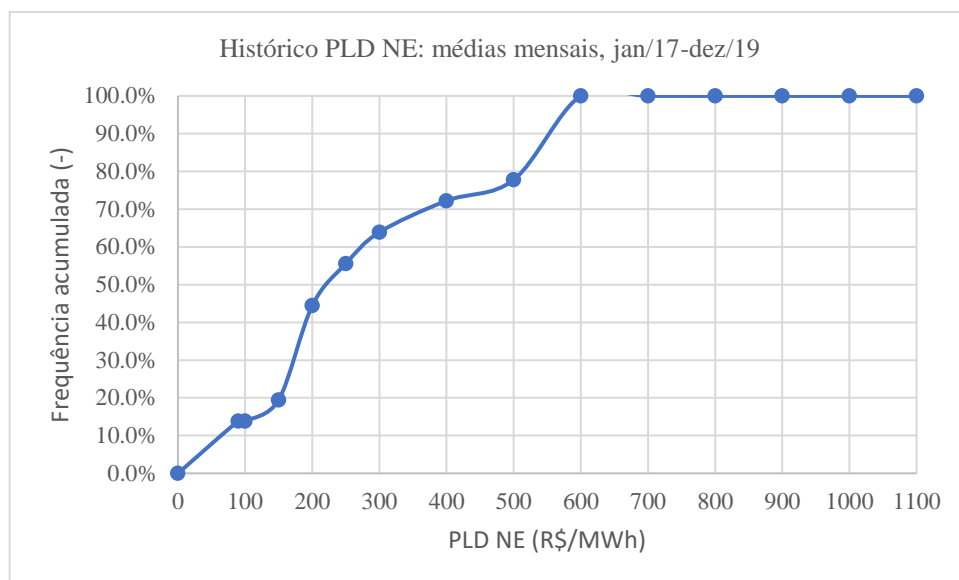
mostra que pouco menos de 15% das médias mensais do PLD estiveram abaixo dos R\$ 90,00 / MWh assim como indica uma mediana ligeiramente abaixo dos R\$ 250,00 / MWh.

**Figura 14: Distribuição acumulada de frequências de ocorrência do PLD NE (jan/07 – dez/19).**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

**Figura 15: Distribuição acumulada de frequências de ocorrência do PLD NE (jan/17 – dez/19).**



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Tendo isso em vista, é bastante provável que os investidores que se sagraram vencedores nos leilões de energia de 2019 tenham valorado a energia descontratada em sua modelagem econômico-financeira de forma menos conservadora do que os bancos públicos brasileiros vêm fazendo. Além disso, a elevada frequência de ocorrência, nos últimos 3 anos, de valores do PLD mais altos que os R\$ 120,00 / MWh abre espaço também para se supor que a curva de preços que vem sendo negociada nos PPAs bilaterais no ACL apresenta valores mais altos em sua parte inicial.

Ainda, é possível que alguns investidores, à luz do que a histórica persistência do PLD em valores substancialmente mais altos que o preço médio dos leilões de 2019 (R\$ 99,30 / MWh) assim como o que neste trabalho se está assumindo como preço médio de longo-prazo do ACL (R\$ 120,00 / MWh), estejam estrategicamente deixando uma porção maior da energia descontratada. Acreditando, com isso, que, para além de uma solução de mitigação do risco de pagamento de penalidades no contrato de comercialização por quantidade (em razão da grande variabilidade temporal intrínseca à fonte eólica), estejam abrindo espaço para a possibilidade de um *upside* por uma liquidação financeira mais favorável no MCP.

A partir dessa perspectiva, portanto, apresenta-se na Tabela 7 o resultado de uma série de simulações do modelo econômico-financeiro da usina, em que foram combinados diversos cenários de PLD (dentre eles, o que se baseia na série histórica<sup>70</sup>, cuja variabilidade está ilustrada na Figura 16), curva de preços do PPA no ACL (dentre elas, algumas que assumem

<sup>70</sup> De maneira a refletir o teto vigente do PLD, os valores da série histórica utilizados neste exercício (que se referem ao período de jan/07 a dez/19 e foram ajustados pelo IPCA para a data base de maio/20) que eram mais altos que R\$ 560,00/MWh foram alterados para R\$ 560,00/MWh.

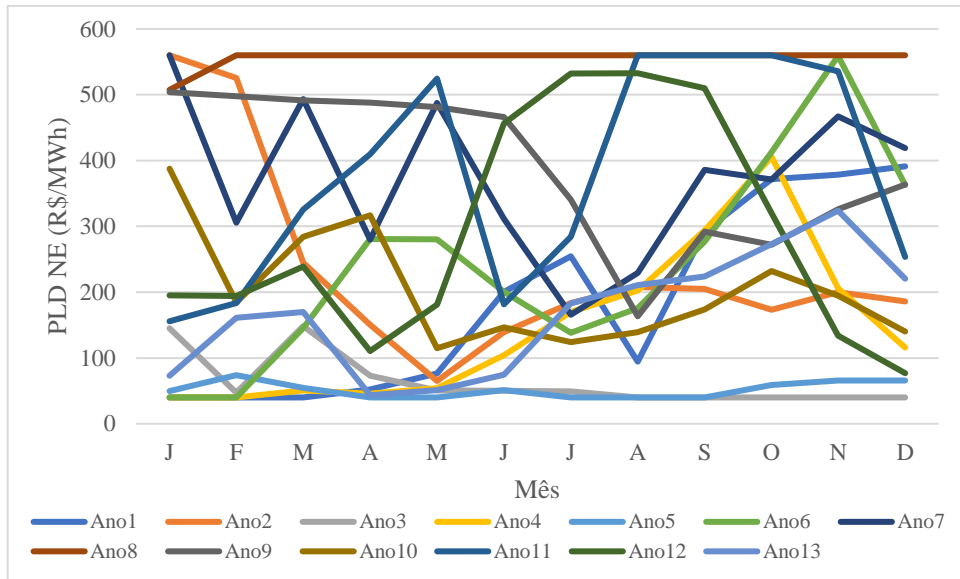
variação do preço no tempo, como consta da Figura 17) e percentual da garantia física deixada deliberadamente descontratada para liquidação no MCP.

<b>Tabela 7: Sensibilidade do retorno para o acionista a variações no PPA ACL, PLD e montante de energia descontratada</b>						
<b>Cenário</b>	<b>PPA1 (R\$/MWh)</b>	<b>%LV<sup>71</sup> PPA1 (-)</b>	<b>PPA2 (R\$/MWh)</b>	<b>PLD (R\$/MWh)</b>	<b>Energia Descontratada (%P50)</b>	<b>TIR real Acionista (-)</b>
1	99,30	33,3%	120,00	90,00	10%	1,2%
2	99,30	33,3%	120,00	100,00	10%	1,5%
3	99,30	33,3%	120,00	150,00	10%	3,1%
4	99,30	33,3%	120,00	200,00	10%	5,0%
5	99,30	33,3%	120,00	250,00	10%	6,4%
6	99,30	33,3%	120,00	SH	10%	6,8%
7	99,30	33,3%	ACL250	SH	10%	10,3%
8	99,30	33,3%	ACL200	SH	10%	8,9%
9	99,30	33,3%	ACL150	SH	10%	7,5%
10	99,30	33,3%	120,00	90,00	13,6%	0,9%
11	99,30	33,3%	120,00	100,00	13,6%	1,4%
12	99,30	33,3%	120,00	150,00	13,6%	3,5%
13	99,30	33,3%	120,00	200,00	13,6%	5,6%
14	99,30	33,3%	120,00	250,00	13,6%	7,7%
15	99,30	33,3%	120,00	SH	13,6%	8,0%
16	99,30	33,3%	ACL250	SH	13,6%	11,6%
17	99,30	33,3%	ACL200	SH	13,6%	10,1%
18	99,30	33,3%	ACL150	SH	13,6%	8,7%
19	99,30	33,3%	120,00	90,00	24,9%	0,0%
20	99,30	33,3%	120,00	100,00	24,9%	0,8%
21	99,30	33,3%	120,00	150,00	24,9%	4,8%
22	99,30	33,3%	120,00	200,00	24,9%	8,2%
23	99,30	33,3%	120,00	250,00	24,9%	11,4%
24	99,30	33,3%	120,00	SH	24,9%	11,4%
25	99,30	33,3%	ACL250	SH	24,9%	15,0%
26	99,30	33,3%	ACL200	SH	24,9%	13,6%
27	99,30	33,3%	ACL150	SH	24,9%	12,2%
28	99,30	33,3%	120,00	90,00	45,1%	-1,4%
29	99,30	33,3%	120,00	100,00	45,1%	-0,1%
30	99,30	33,3%	120,00	150,00	45,1%	6,9%
31	99,30	33,3%	120,00	200,00	45,1%	12,7%
32	99,30	33,3%	120,00	250,00	45,1%	17,9%
33	99,30	33,3%	120,00	SH	45,1%	16,9%
34	99,30	33,3%	ACL250	SH	45,1%	19,5%
35	99,30	33,3%	ACL200	SH	45,1%	18,4%
36	99,30	33,3%	ACL150	SH	45,1%	17,3%

Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro

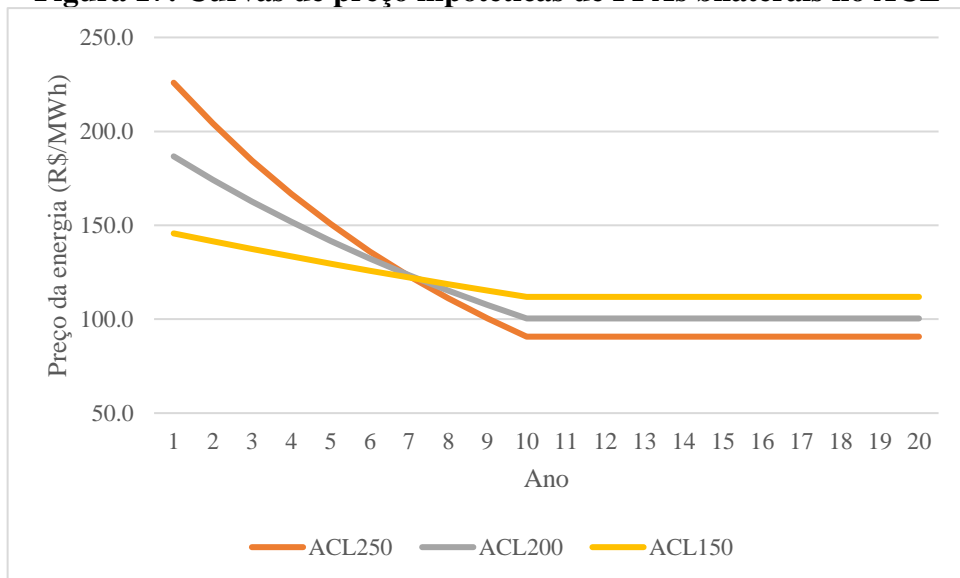
**Figura 16: Variabilidade histórica do PLD NE**

<sup>71</sup> LV = Lotes Vendidos, que, neste contexto, significa o quanto da garantia física da usina foi alocada para o PPA1



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da CCEE.

**Figura 17: Curvas de preço hipotéticas de PPAs bilaterais no ACL**



Fonte: Elaboração própria

A Figura 18 mostra uma versão atualizada do gráfico de *waterfall* da rentabilidade apresentado na

**Figura 10**, em que, frente às condições do projeto eólico modelado na seção anterior<sup>72</sup>, foram assumidas no modelo econômico-financeiro as condições da linha 27 da Tabela 7. É impressionante notar que direta ou indiretamente a premissa de preço futuro da energia fez com que a rentabilidade real fosse de 1,2% para 12,2% a.a.

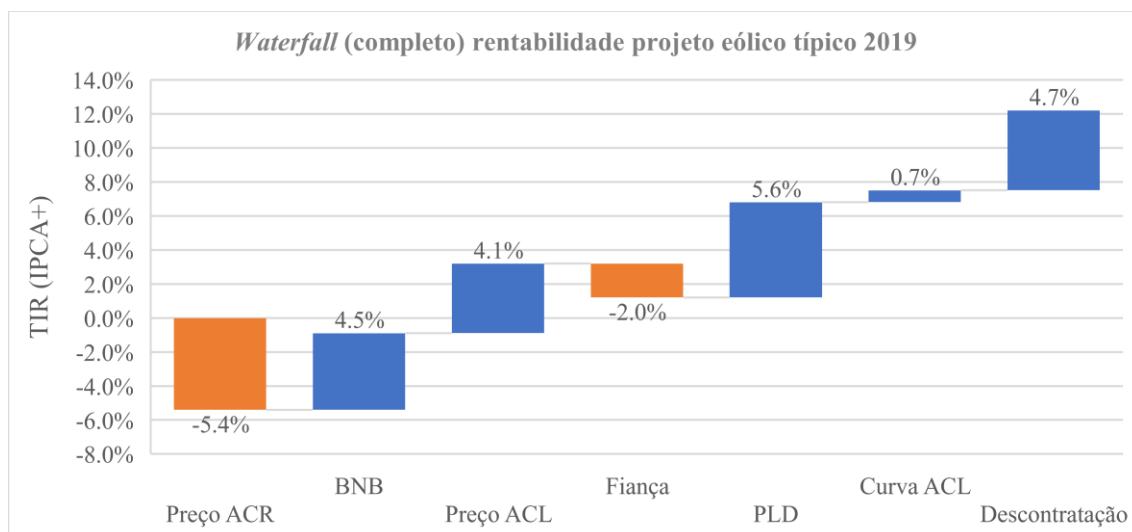
Importante ressaltar a amplitude do efeito do aumento do montante de energia descontratado, portanto exposto à liquidação financeira no MCP, sobre a rentabilidade para o acionista do projeto eólico. Nesse sentido, a premissa da linha 27 da Tabela 7 dialoga com os níveis de produção mensais que são excedidos em 90% das vezes (P90 mensais<sup>73</sup>), o que resulta em um montante agregado anual comercializado (dividido nas proporções 1/3 e 2/3 respectivamente entre ACR e ACL) que corresponde a 75,1% do valor esperado da produção média de 20 anos (P50). Em outras palavras, o efeito de deixar 24,9% da energia esperada descontratada (frente aos 10% considerados na modelagem da seção anterior) representa um impacto positivo de 470 pontos básicos na rentabilidade para o acionista.

Esse efeito é resultado de obviamente haver uma menor probabilidade de, em anos ruins de vento, o usineiro precisar comprar energia no MCP para honrar os montantes comercializados no ACR e ACL mas principalmente de uma parcela expressiva da energia nos demais anos ser liquidada a um preço spot maior que os R\$ 90,00 / MWh assumidos na modelagem da seção anterior.

**Figura 18. Incorporação dos efeitos de Premissa PLD menos conservadora, Curva Forward ACL e Montante Descontratado à composição da rentabilidade de um projeto eólico típico de 2019**

<sup>72</sup> PLD = 90 R\$/MWh; Curva ACL = R\$ 120,00 / MWh *flat* ao longo dos anos; totalidade da garantia física da usina alocada no portfólio ACR (33%) + ACL (67%)

<sup>73</sup> A Figura 6 apresenta uma comparação entre os perfis mensais P10, P50 e P90 do parque eólico Rio do Fogo



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro

Resta claro, portanto, que o fator decisivo para “fechar a conta” do investimento em um projeto eólico em 2019 é a expectativa de que a energia no futuro será liquidada a valores significativamente maiores do que o preço médio de R\$ 99,30 / MWh dos leilões daquele ano. Diante disso, para além da própria premissa de PLD a ser assumida na modelagem econômico-financeira, uma das principais decisões que o acionista tem para tomar no momento da estruturação do projeto é o montante de energia que ele deixará exposta ao MCP.

Nessa linha ainda, de maneira a deixar mais claro o impacto que a forma da curva *forward* do PPA bilateral do ACL, o nível do PLD e o montante de energia descontratado têm sobre a TIR para acionista, foram consolidados na Figura 19 e na Figura 20 os resultados de uma análise de sensibilidade da TIR para o acionista, conforme variações abaixo descritas:

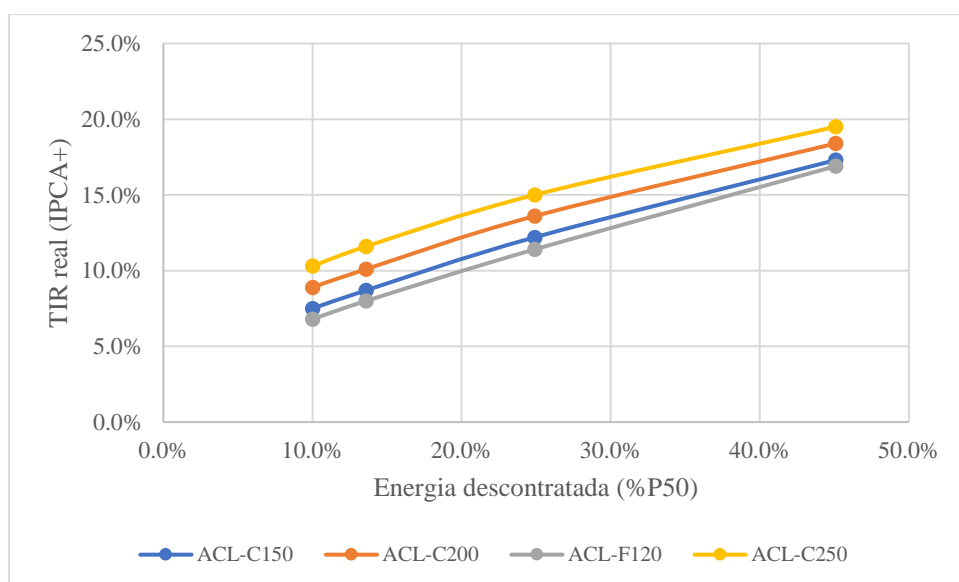
- Na forma da curva de preços do PPA bilateral do ACL<sup>74</sup>, a partir dos cenários ilustrados na Figura 17;
- No PLD, em que, para além de cenários com preço uniforme no tempo, nos níveis de R\$ 90 / MWh, R\$ 150 / MWh e R\$ 250 / MWh, considerou-se a série histórica ilustrada na Figura 16;
- Tudo isso tendo em conta diferentes montantes de energia descontratada (de 10% a 45% da garantia física da usina)

<sup>74</sup> Interessante notar que a média de 20 anos do preço da energia em todas as três curvas é a mesma e igual a R\$ 120,00 / MWh

A Figura 19 basicamente mostra que, quanto maiores foram os preços no início da operação da usina, maior será a TIR para o acionista, o que indica que uma conjuntura de seca (que, como se viu, na

Figura 12 e na Figura 13 em geral resulta em valores de PLD mais altos) tende a representar uma condição mais favorável para o agente vendedor da energia e portanto favorece a viabilidade econômica do projeto eólico. Além disso, que o impacto da curva *forward* ACL é tão menor quanto maior for o montante de energia deixado exposto ao MCP, ao menos para a premissa de PLD<sup>75</sup> considerada para essa análise de sensibilidade.

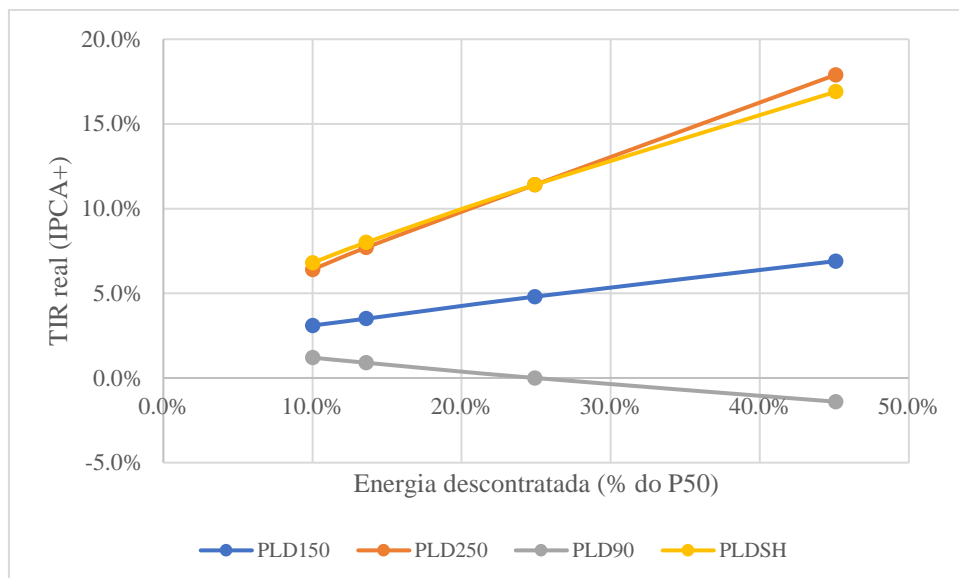
**Figura 19: Sensibilidade da TIR para o acionista a alterações na forma da curva de preços do PPA ACL**



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro

**Figura 20: Sensibilidade da TIR para o acionista ao PLD**

<sup>75</sup> Para esse exercício, utilizou-se a série histórica do PLD, conforme Figura 16



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro

Da Figura 20 pode-se depreender que, a menos do cenário de PLD fixo em R\$ 90,00 / MWh<sup>76</sup>, quanto maior o montante de energia descontratado maior a TIR para o acionista. Além disso, fica claro que o nível de PLD de R\$ 150,00 / MWh, mesmo com um nível de descontratação de 45%, não é capaz de levar a TIR ao patamar de dois dígitos, de modo que é bem possível que os investidores de eólica que viabilizaram projetos em 2019 tenham adotado uma premissa mais próxima a R\$ 250,00 / MWh. Isso, a propósito, leva a níveis de rentabilidade bastante próximos aos que se obtém com a série histórica do PLD, conforme condições apresentadas na Figura 16.

#### 5.4. Aleatorização da geração e do PLD

Conforme visto na seção anterior, a expectativa de que os valores futuros do PLD serão mais altos do que R\$ 150,00 / MWh parece ter sido uma premissa fundamental para que o acionista de uma usina eólica representativa das condições de mercado de 2019 chegasse, em sua análise de viabilidade econômica, a uma rentabilidade real acima de 10% a.a.

Nesse sentido, dado o caráter estocástico tanto do PLD quanto da geração de energia a partir da fonte eólica, urge traduzir para a TIR essa variabilidade do binômio preço e quantidade à qual o usineiro estará exposto ao longo da vida do projeto.

<sup>76</sup> O que faz sentido, uma vez que tanto o preço do ACR quanto o do ACL são maiores do que R\$ 90,00 / MWh



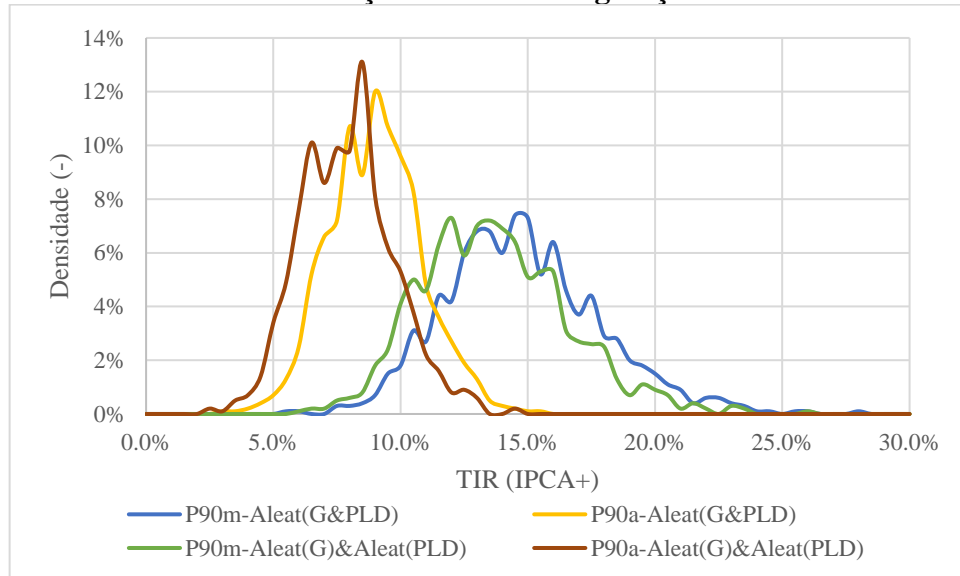
O que se apresenta, portanto, na Figura 21 e na Figura 22, respectivamente nas formas das funções densidade e distribuição acumulada de probabilidades, é o resultado (em cada gráfico) de 1000 simulações do modelo econômico-financeiro, conforme cenários abaixo descritos:

- P90m-Aleat(G&PLD): montante de energia descontratado equivalente ao delta entre o agregado dos níveis de excedência P90 mensais e o P50 anual (24,9%, portanto) e sorteio, com reposição, de 20 anos de geração e PLD (dentre os 13 disponíveis na série histórica que vai de jan/07 a dez/19) para compor os fluxos de caixa futuros. Nesta simulação, preservou-se o nexso temporal entre a série de geração e a do PLD, de modo que, se para o primeiro ano da modelagem sorteou-se o ano de 2011, por exemplo, foram assumidos para esse ano tanto os valores mensais de geração quanto os de PLD relativos ao ano de 2011.
- P90a-Aleat(G&PLD): montante de energia descontratado equivalente ao delta entre a garantia física e o P50 anual (10,0%, portanto) e sorteio, com reposição, de 20 anos de geração e PLD (dentre os 13 disponíveis na série histórica que vai de jan/07 a dez/19) para compor os fluxos de caixa futuros. Assim como no cenário anterior, preservou-se o nexso temporal entre a série de geração e a do PLD.
- P90m-Aleat(G)&Aleat(PLD): montante de energia descontratado equivalente a 24,9% do P50 anual e sorteio, com reposição, de 20 anos de geração e PLD (dentre os 13 disponíveis na série histórica que vai de jan/07 a dez/19) para compor os fluxos de caixa futuros. Nesta simulação, relaxou-se a restrição de nexso temporal entre a série de geração e a de PLD, de modo que foram feitos sorteios independentes para gerar os fluxos futuros de cada série na modelagem econômico-financeira.
- P90a-Aleat(G)&Aleat(PLD): montante de energia descontratado equivalente a 10,0% do P50 anual e sorteio, com reposição, de 20 anos de geração e PLD (dentre os 13 disponíveis na série histórica que vai de jan/07 a dez/19) para compor os fluxos de caixa futuros. Nesta simulação, assim como na anterior, relaxou-se a restrição de nexso temporal entre a série de geração e a do PLD.

Com a ajuda da estatística descritiva da **Erro! Fonte de referência não encontrada.**, fica ainda mais nítido que, para além do óbvio deslocamento para a direita da função densidade

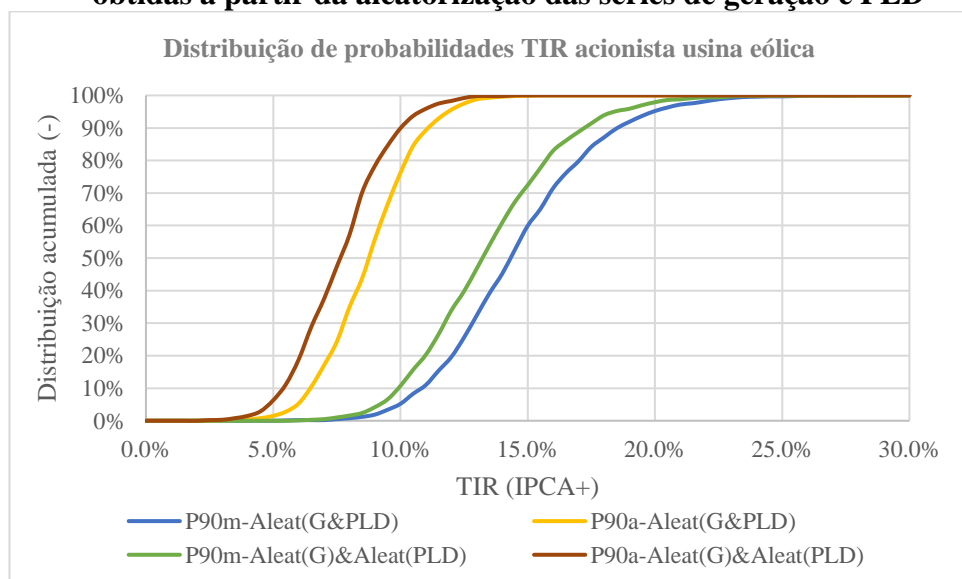
de probabilidade com o aumento do montante descontratado de energia, a variância da TIR no cenário em que se definiu como montantes máximos mensais a serem vendidos os níveis de excedência P90 mensais é maior, o que faz todo sentido uma vez que há uma parcela maior de energia exposta à variabilidade da liquidação financeira no MCP.

**Figura 21: Distribuições de probabilidades da TIR real para o acionista obtidas a partir da aleatorização das séries de geração e PLD**



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro

**Figura 22: Distribuições acumuladas de probabilidades da TIR real para o acionista obtidas a partir da aleatorização das séries de geração e PLD**



Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro

<b>Tabela 8: Estatística descritiva dos resultados da modelagem estocástica da TIR para o acionista</b>				
<b>Cenário</b>	<b>P90m-Aleat(G&amp;PLD)</b>	<b>P90a-Aleat(G&amp;PLD)</b>	<b>P90m-Aleat(G)&amp;Aleat(PLD)</b>	<b>P90a-Aleat(G)&amp;Aleat(PLD)</b>
Média	14,5%	8,8%	13,4%	7,7%
Mediana	14,3%	8,8%	13,3%	7,7%
Máximo	27,9%	15,2%	26,0%	14,5%
Mínimo	5,2%	2,8%	5,9%	2,4%
Desvio Padrão	3,1%	1,8%	2,9%	1,8%

Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro

A rentabilidade obtida na modelagem do cenário 27 da Tabela 7, que reflete a ordem cronológica histórica (ano 1 do modelo corresponde ao que se verificou, em termos de geração e PLD, em 2007, ano 2 a 2008, etc) é excedida, conforme indica a Figura 22, em 63% das vezes, no cenário em que geração e PLD foram sorteados separadamente, e 77%, quando juntos. Nesse caso, portanto, um usineiro que tomasse como referência a sucessão cronológica da série histórica de geração e PLD como representativa da dinâmica futura do binômio preço-quantidade, sem recorrer à modelagem estocástica da rentabilidade, estaria sendo conservador frente a quem se baseasse no valor esperado da rentabilidade modelada com a técnica de aleatorização aqui empregada.

Os resultados acima apresentados parecem reconfortantes para quem se dedica a fazer negócio com geração eólica no Brasil, entretanto a questão é se esses níveis de rentabilidade são suficientes para fazer frente ao risco incremental que esses agentes estão tomando, em comparação ao equilíbrio de mercado vigente até antes de 2017. Vale reforçar, nesse sentido, que a adoção de uma premissa de PLD *flat* de R\$ 150,00 / MWh no cenário 27 da Tabela 7, *ceteris paribus*, representaria uma destruição de valor de 640 pontos básicos na TIR para o acionista, conforme mostra a Figura 20.

De posse desse *baseline*, portanto, se avançará na próxima seção para investigar o impacto das ações previstas no PL 414/2021 com maior impacto esperado sobre a rentabilidade dos projetos eólicos.

## 5.5. Impacto PL 414/2021

### 5.5.1. PLD horário

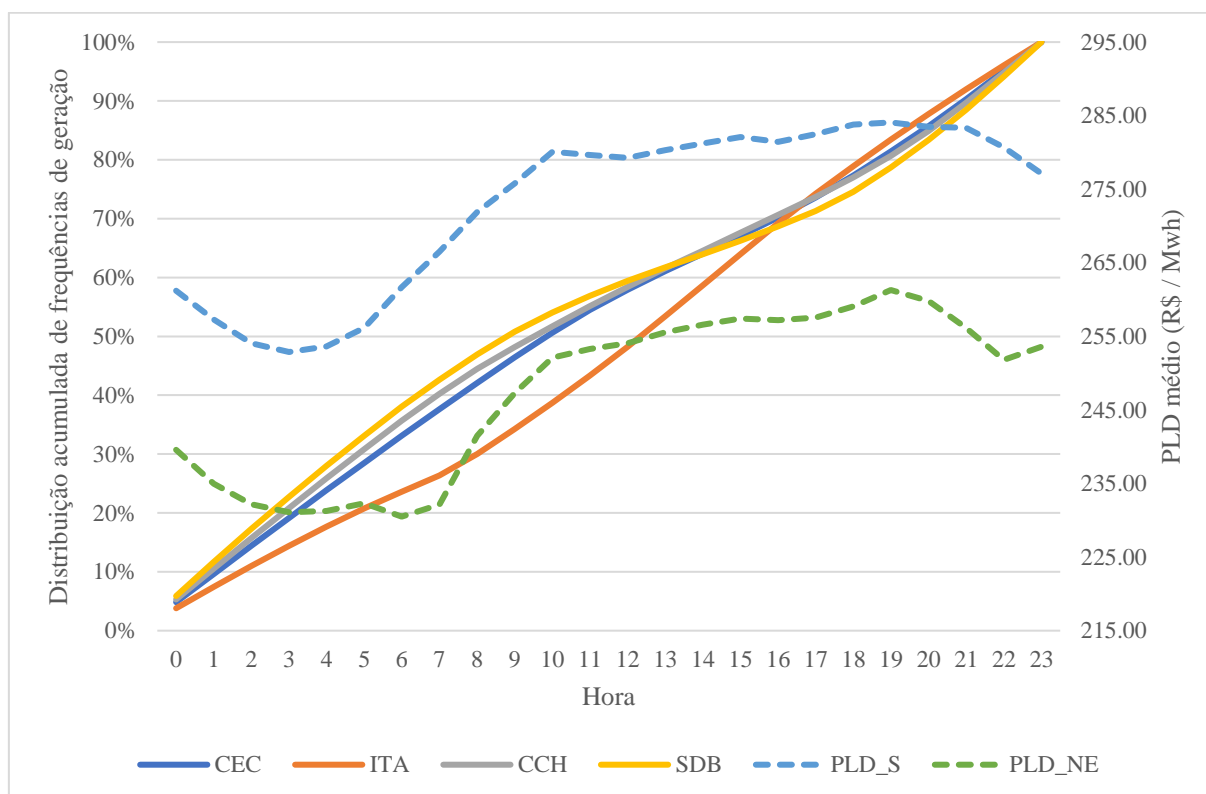
Um dos pontos de maior preocupação na agenda de modernização do setor elétrico entre os agentes de geração de energia a partir da fonte eólica é o aumento da granularidade do PLD, especialmente no que se refere ao aspecto temporal. Isso porque a migração de uma liquidação financeira da energia por patamares de carga médios semanais para uma liquidação horária tem potencial grande de expor negativamente a eólica de *mainstream* do Brasil, que se caracteriza por geração maior durante a noite, período este, por sua vez, de menor demanda e, portanto, em que se espera que a energia valha menos.

Diante disso, visando à precificação dos efeitos da introdução da liquidação horária no mercado de curto-prazo, esta seção apresenta uma série de análises feitas a partir dos dados horários de geração de três usinas eólicas da Rio Energy (duas no interior da Bahia - CEC e SDB - e uma litoral no Ceará – ITA) e de uma da Eletrosul (localizada no pampa gaúcho - CCH); bem como de PLD da Operação Sombra da CCEE.

O gráfico que consta da Figura 23, em que se consolidam informações sobre o dia típico do PLD nos submercados Sul e Nordeste bem como sobre a distribuição acumulada de frequências de geração de alguns projetos eólicos de referência, corrobora essa visão. Como se pode ver, os preços na madrugada, período em que há grande frequência de ocorrência de geração eólica em todos os projetos a menos do localizado na costa do Ceará (ITA), figuram entre os mais baixos da curva.

A partir desse gráfico, também é possível notar um *spread* relevante de preço entre os submercados Sul e Nordeste, desdobramento direto do maior consumo de energia no sul do país bem como da incapacidade do sistema de transmissão interligado nacional de escoar um montante de energia tal entre o nordeste e o sul do país que equalizasse os preços. É essencialmente por conta dessa restrição física de transmissão de energia, inclusive, que a proposta de modernização defende o aumento da granularidade espacial do PLD, de forma a proporcionar ao mercado os sinais adequados de preço (o México levou ao limite essa ideia na arquitetura de seu sistema e trabalha atualmente com preços nodais, de tal forma que, a cada hora, o sistema opera com 2400 preços diferentes ao longo do território nacional).

**Figura 23: Perfil diurno de geração de quatro usinas eólicas e do PLD nos submercados Sul e Nordeste.**



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS e da CCEE.

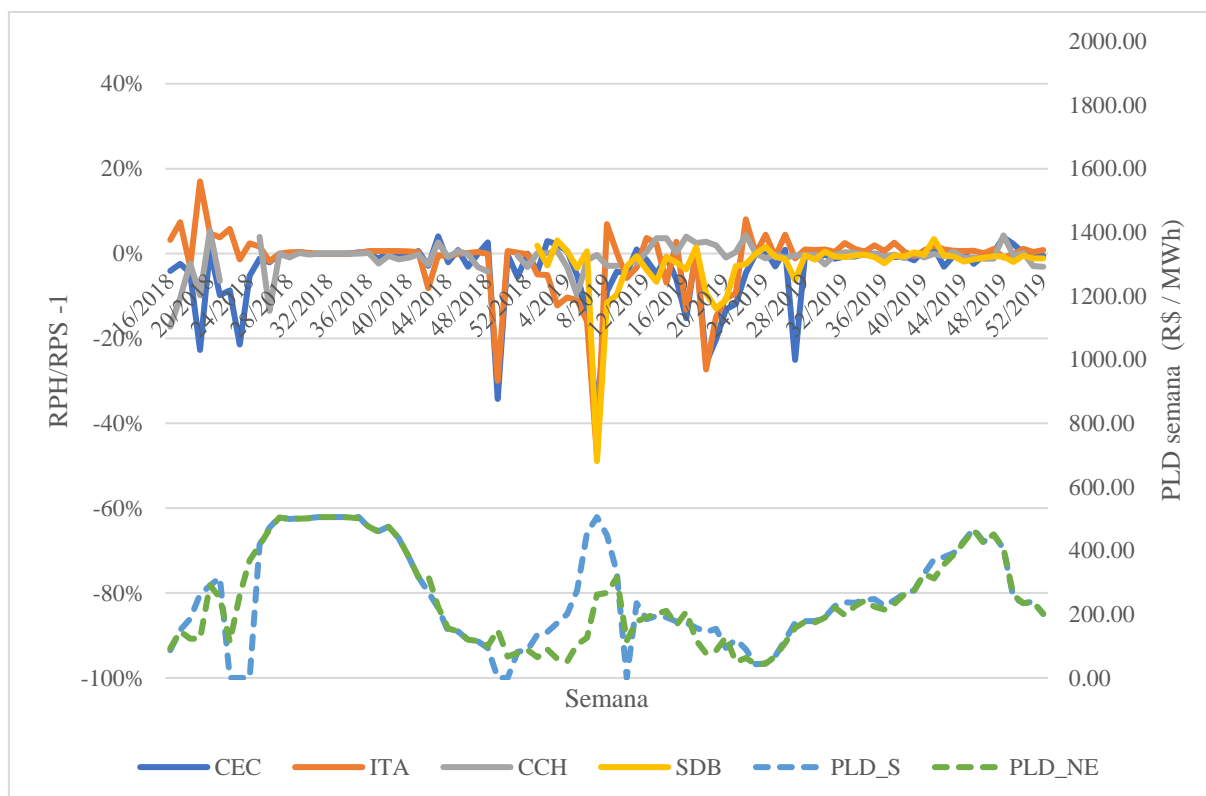
Dito isso, de forma a quantificar o impacto que se espera que a introdução do PLD horário tenha sobre a receita de projetos eólicos, calculou-se, a partir dos dados históricos de geração horária das usinas e das séries de preço da Operação Sombra da CCEE, dois valores diferentes de receita, quais sejam:

- RPH: Receita a partir dos preços horários (liquidação horária)
- RPS: Receita a partir do preço médio semanal (liquidação semanal)

A Figura 24, portanto, apresenta a evolução temporal dessas duas receitas, em médias semanais, bem como uma informação de contexto dos níveis do PLD nos submercados Sul e Nordeste. O resultado é interessante, no sentido de que há uma grande massa de dados perto de

zero<sup>77</sup> e alguns picos bastante profundos (chegando a mais de 40% de déficit, com a introdução na nova forma de liquidação financeira).

**Figura 24: Evolução temporal do déficit de receita para os agentes de geração eólica com a introdução da liquidação horária no MCP.**



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS e da CCEE.

Dada a relevância do impacto econômico associado a esses vales profundos na curva de razão de receitas, retornou-se às séries históricas (de resolução horária) de geração e PLD para buscar entender as condições do sistema elétrico nessas situações. O gráfico da Figura 25 representa o que observou nas semanas 6, 7 e 8 de 2019, momento em que se atingiu o vale mais profundo da curva de razão de receitas apresentada no gráfico acima, condição essa verificada somente nas usinas do nordeste (a curva do parque do RS não afundou como a dos demais, nesse momento).

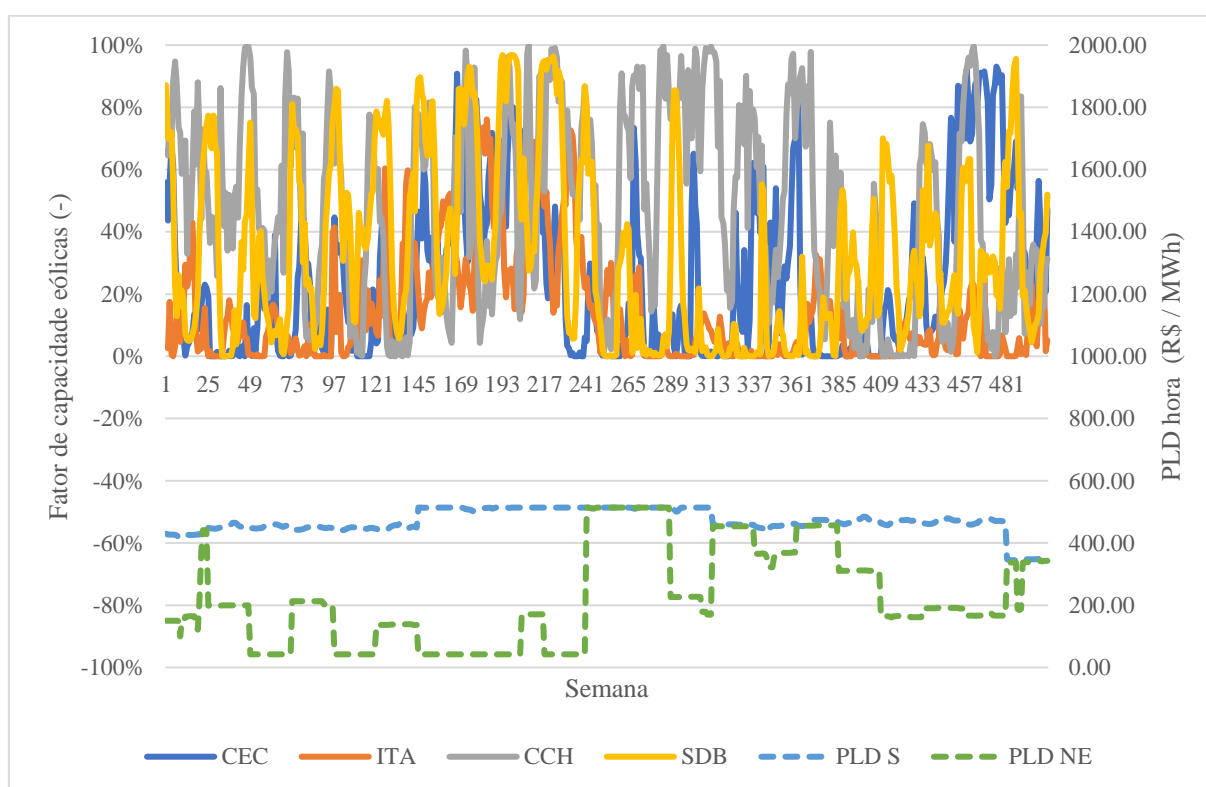
O resultado merece destaque no sentido de que, apesar dos valores bastante altos de PLD no RS, como os níveis se mantiveram relativamente constantes, a razão de receitas também o fez. Por outro lado, o PLD no submercado Nordeste variou bastante nesse período, resultado

<sup>77</sup> O que é plotado é a razão das receitas menos 1 ou RPH/RPS-1

da baixa capacidade de regularização dos reservatórios das usinas hidrelétricas (desdobramento da seca prolongada nos anos anteriores a 2019) e da influência que a geração eólica teve na formação do preço no MCP.

Há, portanto, uma volatilidade enorme no preço do submercado Nordeste, dada a situação de estresse conjuntural do sistema ainda majoritariamente hidrotérmico. Em outras palavras, a baixa oferta de geração hidrelétrica leva a um maior acionamento de usinas térmicas, que são caras, a não ser que haja geração eólica suficiente para evitar esse fenômeno. Daí se pode depreender que são situações em que a geração eólica acaba exercendo influência relevante na formação do preço de curto prazo (aumentando, portanto, sua volatilidade) que estão por trás dos desvios verificados no gráfico acima.

**Figura 25: Evolução temporal (em médias horárias) da geração eólica e do PLD nas semanas 6, 7 e 8 de 2019.**



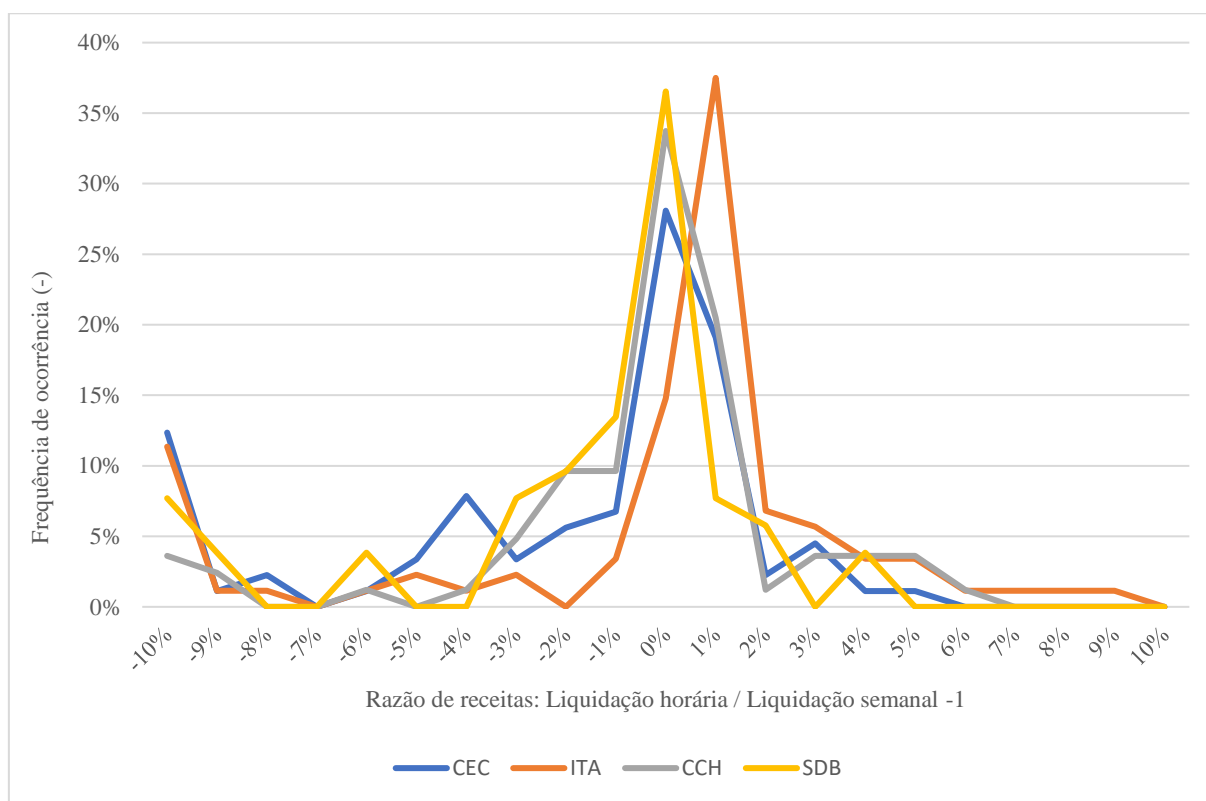
Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS e da CCEE.

Apesar de em alguns momentos da série histórica se verificar uma perda de receita expressiva associada ao aumento da granularidade temporal do PLD, há que se ter em conta que a maior parte da massa de dados, na ótica da distribuição de frequências de ocorrência, está

centrada no impacto nulo ou algo muito próximo dele, conforme mostram os gráficos da Figura 26.

Aprofundando um pouco mais essa análise, é possível notar que o parque eólico localizado no litoral do Ceará, exposto portanto a um regime de mesoescala de brisa marítima, em que os ventos são mais fortes durante o dia, tem até, em média, um impacto ligeiramente positivo com a entrada da liquidação horária. Os outros projetos, de vento noturno, como se esperava, são menos favorecidos que o litoral do Ceará, mas tampouco tem exposição materialmente negativa a essa nova forma de liquidação.

**Figura 26: Distribuição de frequências de ocorrência do déficit de receita associado à introdução da liquidação horária no MCP.**



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do ONS e da CCEE.

Por fim, seguindo na linha daquilo que vem sendo feito ao longo deste capítulo, convém buscar uma forma de transportar para o modelo econômico-financeiro o impacto esperado sobre a receita advindo da liquidação horária no MCP. Nesse sentido, calculou-se para os parques de Itarema e Caetité, respectivamente representantes do vento do litoral e das montanhas do



interior do nordeste<sup>78</sup>, o déficit agregado de receita ao longo do período de análise<sup>79</sup>, conforme mostra a Tabela 9. Esses valores, por sua vez, foram utilizados na modelagem econômico-financeira como um desconto sobre a receita bruta, aplicado ao longo de todo<sup>80</sup> o período de operação da usina. O respectivo impacto sobre a TIR, frente ao cenário 27 da Tabela 7, está consolidado na Tabela 9.

<b>Tabela 9: Impacto do PLD horário sobre a TIR para o acionista</b>		
<b>Projeto</b>	<b>Caetité</b>	<b>Itarema</b>
Impacto sobre a receita (-)	-1,89%	-0,08%
Redução da TIR (bps)	70	3

Fonte: Elaboração própria a partir de simulações do modelo econômico-financeiro

### 5.5.2. Fim do desconto na TUST/TUSD

O fim do desconto de 50% na tarifa de uso dos sistemas de transmissão e distribuição representa, para um projeto eólico de 200 MW, um sobrecusto de cerca de 10 milhões de reais por ano, o que se traduz em um aumento de 27,5% no OPEX.

A simulação desse efeito no modelo econômico-financeiro, nas condições do cenário 27 da Tabela 6, se traduz em uma redução na TIR para o acionista de 297 pontos base, levando-a de 12,2% para 9,2% a.a. O aumento no preço da energia, por sua vez, que neutralizaria a perda do desconto é de R\$ 11,80 / MWh.

Há que se destacar ainda um outro aspecto relacionado ao fim do desconto na TUST/TUSD que diz respeito ao fato de que o desconto é extensível também aos consumidores especiais. Em razão disso, acaba existindo no equilíbrio de mercado um *spread* de preço positivo entre a energia incentivada (aquela que somente consumidores especiais podem

<sup>78</sup> Não se considerou na análise o projeto localizado no RS porque as condições de vento do projeto eólico que vêm sendo utilizadas na modelagem econômico-financeira são características dos melhores projetos do NE. O RS, apesar de acumular uma capacidade instalada de eólica bastante expressiva, já há algum tempo vem estando fora dos leilões federais em razão da baixa competitividade de seus fatores de capacidade. É verdade, por outro lado, que o descolamento de preços no MCP mostrado na Figura 23 tem potencial para neutralizar parte desse efeito, colaborando, portanto, para a melhora das condições econômicas de novos projetos eólicos no RS.

<sup>79</sup> Abril/18 a dez/19

<sup>80</sup> É preciso ter em conta a incerteza associada a essa premissa, em razão do curto período de dados da Operação Sombra, da própria imprecisão dos dados de preço horário, em razão dos ajustes que foram sendo feitos ao longo do tempo no modelo DESSEM, e, conforme ficou evidenciado nesta seção, da influência que a capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas tem sobre a volatilidade do preço horário, condição que pode estar majorada, frente à média de longo-prazo, neste período de dados.

comprar) e a convencional. Com o fim da reserva mercado, conforme portaria MME 465/2019, a propósito, ao longo do tempo essa diferenciação entre energia convencional e incentivada deixará de existir. De toda forma, esse efeito do desconto da TUST/TUSD sobre a receita das usinas não foi precificado<sup>81</sup> neste trabalho.

### 5.5.3. Separação de lastro e energia

Antes de buscar uma precificação para o impacto da separação de lastro e energia sobre a viabilidade econômica de usinas eólicas, vale reforçar o fato de que o perfil temporal de geração dessa fonte não é uniforme ao longo do território brasileiro, especialmente no que se refere à variação diurna. Esse aspecto é evidenciado na Tabela 10, em que se pode encontrar a evolução temporal da mediana do fator de capacidade de duas usinas eólicas, sendo uma localizada no litoral no Rio Grande do Norte (Rio do Fogo – RdF) e, a outra, no interior da Bahia (Macaubas – Mcb), nas cem<sup>82</sup> horas de maior consumo de energia elétrica no ano.

Interessante também notar no que mostra a Tabela 10 que as ocorrências mais frequentes do pico de demanda por eletricidade têm se dado nos meses de janeiro e fevereiro e, de 2009 para cá, no meio da tarde<sup>83</sup>, apontando para uma correlação forte e positiva com as altas temperaturas e, portanto, com a utilização de aparelhos de ar-condicionado.

Como se pode ver, nessas cem horas mais críticas, a mediana do fator de capacidade da usina de Rio do Fogo ficou bastante próxima do fator de capacidade médio anual da usina (33,8%). Isso já não acontece com a parque eólico de Macaubas, em que o fator de capacidade médio anual é de (46,3%). Esse resultado está bastante alinhado com o que a intuição meteorológica diz, no sentido de que projetos eólicos no litoral produzem mais energia durante o dia e, aqueles localizados nas regiões montanhosas do interior, durante a noite.

Outro aspecto que merece destaque é a persistência em níveis altos da mediana do fator de capacidade do parque de Rio do Fogo nas cem horas mais críticas do ano. Isso dialoga com o fato de em alguns países, como o México, permitir-se que a eólica participe do mercado de capacidade. Aqui no Brasil, usinas eólicas com perfil de geração diurno, como a de Rio do

---

<sup>81</sup> A premissa assumida foi de que os contratos de comercialização no ACL seriam negociados com grandes consumidores (cuja carga é superior a 3,0 MW).

<sup>82</sup> A escolha das 100 horas de maior consumo nesse exercício coincide com o critério utilizado em alguns mercados (como o mexicano) para apuração da performance das usinas no que se refere à sua capacidade de aportar confiabilidade ao sistema.

<sup>83</sup> Frente ao fim da tarde / início da noite no começo da série histórica.

Fogo, têm sistematicamente ajudado o sistema a não colapsar nas horas mais críticas do ano e deveriam, sim, ter a possibilidade de serem remuneradas por isso.

<b>Tabela 10: Evolução temporal do perfil das 100 horas de maior consumo de eletricidade no ano</b>										
<b>Ano</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>
<b>Moda mês</b>	mar	out	Nov	Fev	Fev	Fev	fev	Fev	Jan	Fev
<b>Moda hora</b>	18:00	18:00	15:00	14:00	15:00	15:00	15:00	15:00	14:00	14:00
<b>Carga pico (MWmed)</b>	62.888	64.215	67.212	70.463	71.135	76.302	79.219	85.173	84.525	81.999
<b>RdF_mediana(FC)</b>	44,3%	29,7%	39,2%	40,4%	37,2%	35,1%	44,5%	41,2%	48,3%	43,1%
<b>Mcb_mediana(FC)</b>							8,2%	40,0%	9,4%	8,5%

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do ONS.

Já sobre análise do impacto econômico esperado da separação de lastro e energia sobre a viabilidade das usinas eólicas propriamente dita, Escolhas e PSR (2018) foi utilizado como base. Esse estudo consiste de uma ampla análise de custos e benefícios de cada fonte para o sistema e está fundamentado em uma metodologia bastante sólida, uma vez que levou em conta a volatilidade intrínseca das diferentes fontes de energia consideradas assim como uma modelagem estocástica do preço, parametrizada, dentre outras coisas, pela variabilidade da hidrologia.

A conclusão do estudo é que usina eólica típica do Nordeste deveria receber R\$ 20,00 / MWh por sua correlação positiva com o perfil de consumo, o que dialoga tanto com o Índice de Custo Benefício (ICB) já praticado nos antigos contratos “por disponibilidade” do ACR quanto com o lastro de produção, e pagar R\$ 9,00 / MWh por sua contribuição limitada ao aporte de confiabilidade ao sistema, o que está relacionado com o lastro de potência.

A partir do que se conclui nesse estudo, portanto, a separação de lastro e energia pode representar um aliado para novos projetos eólicos. Seu impacto quase neutralizaria o efeito da perda do desconto da TUST, por exemplo, naturalmente desde que o lastro venha desdobrado nas esferas de produção e potência. No caso de as eólicas poderem participar do mercado de capacidade, o impacto positivo para os projetos do litoral do Nordeste seria potencialmente ainda maior.

## 6. CONCLUSÃO

A primeira grande pergunta que este trabalho se propôs a responder é se a agenda de modernização do arranjo comercial do setor elétrico brasileiro, que tem no PL 414/2021 o seu principal fundamento, está alinhada com as melhores práticas internacionais.

Para tanto, buscou-se inicialmente caracterizar o processo de modernização pelo qual os desenhos do mercado de eletricidade tipicamente passam. Desse exercício, é possível concluir que o PL 414/2021 não é silente quanto aos temas cruciais de formação do preço no mercado de curto-prazo, adequação de recursos e abertura do mercado para pequenos consumidores.

Apesar disso, o texto da proposta de lei é bastante econômico quanto aos caminhos que deverão ser tomados para que de fato se alce o mercado de eletricidade brasileiro ao patamar do que há de melhor no mundo em termos da transparência na formação de preços no mercado de curto-prazo, da sinalização da necessidade de oferta complementar através do produto capacidade e da introdução de competição no varejo.

Reforçam ainda a preocupação com os rumos da reforma, no sentido de que ela efetivamente represente mais do que um mero conjunto de princípios, os seguintes aspectos:

- O ACL vem crescendo, a despeito da inexistência de um mercado atacadista propriamente dito e da credibilidade limitada do PLD, o que deve frear o ímpeto da transição para o despacho através da lógica de oferta de preço e quantidade;
- A MP998 estabeleceu que o custeio da energia de reserva, cuja contratação inclusive seria extinta pelo que preconiza o PL 414/2021, deve se dar também pelos agentes do ACL, o que alivia a pressão sobre a separação de lastro e energia;
- A Portaria 465/2019 do MME abre o ACL para consumidores que não só os (atuais) especiais, porém não altera o limite mínimo de carga para migração do ACR, o que sugere um limitado senso de urgência na criação do mercado varejista de eletricidade.

Depois, analisou-se os principais pilares da notável reforma ocorrida há menos de uma década no México, que acabou se transformando em referência para o mundo em razão de sua amplitude, alinhamento à lógica de mercado e resultados já obtidos em termos da capacidade de induzir investimentos nas fontes eólica e solar.

A partir dessa outra referência de boas práticas no mercado de eletricidade, portanto, vale destacar o aspecto positivo de o PL 414/2021 prever a adoção de preços horários no MCP, assim como acontece no México. Mais do que isso até, desde janeiro de 2020, o ONS já vem calculando o CMO a partir de dados semi-horários e, desde janeiro de 2021, a CCEE vem utilizando a resolução horária na formação do PLD.

Entretanto, há um ponto importante de atenção a respeito da correção da falha de mercado associada à externalidade positiva da geração limpa das fontes renováveis. A solução implementada pelo México para lidar com essa questão foi a de criar um mercado de certificados de energia limpa. A diretriz de racionalização de subsídios do PL 414/2021, por sua vez, prevê que o atual desconto na tarifa de uso do fio seja substituído por algum outro mecanismo. Fato é que a lei 14.120, resultante da MP998, estabelece data para o fim do desconto na TUST/TUSD e deixa totalmente em aberto que solução o substituirá.

A pergunta subsequente que se buscou responder neste trabalho foi a da eventual ameaça que a agenda de modernização do setor elétrico representa para a continuidade da indução de investimento em nova capacidade instalada de renováveis, sobretudo de fonte eólica.

Nesse sentido, antes de partir para uma investigação dos efeitos do PLD horário, fim do desconto na TUST e separação de lastro e energia, que acabam sendo os temas da reforma mais recorrentes na pauta do setor eólico, optou-se por dar um passo atrás e investigar em cima de que premissas o plano de negócios dos projetos eólicos que ganharam leilão em 2019 provavelmente se estruturou.

O ano de 2019, por sua vez, é emblemático na história da energia eólica no Brasil porque ele marca uma mudança significativa na forma como a energia desses projetos é comercializada. Até aquele momento, a regra era alocar praticamente toda a garantia física das usinas em contratos do ACR, sobretudo pela previsibilidade de preço que essa solução traz consigo. Entretanto o que se viu nesse ano foi que, em média, somente um terço da energia disponível para comercialização foi vendida em leilões organizados pelo governo.

Dialoga com isso o fato de que, a partir do fim de 2017, já na esteira da CP033, começou a haver uma profunda alteração na alocação do risco de quantidade entre gerador e comprador da energia. A partir da lógica de que o risco deve ficar com a parte que tem melhor condição de gerenciá-lo, primeiro se extinguiu o quadriênio e, depois, a energia das usinas eólicas nos leilões do ACR passou a ser comercializada na modalidade “por quantidade”.

O desdobramento dessas alterações na estrutura do PPA é uma maior exposição dos agentes de geração eólica ao MCP, num contexto de inconsistências na forma como é calculado e previsibilidade limitada do PLD. Foi nesse ambiente que a ABEEÓLICA se posicionou

dizendo que o primeiro passo a ser dado para viabilizar tanto a ampliação do ACL quanto a separação de lastro e energia deveria ser o despacho via oferta de preço e quantidade, de maneira a preservar a financiabilidade dos projetos.

E é justamente por fazer da legítima previsão da ABEEÓLICA um contrafactual que o resultado dos leilões de 2019 merece destaque. Mesmo diante de um cenário de desconforto com o PLD e de maior risco de quantidade, os projetos acabaram sendo viabilizados. Mais do que isso, o que a análise da rentabilidade de um projeto eólico típico daqueles que se sagraram vencedores nos leilões de 2019 mostra é que a maior parte do retorno esperado para o acionista (mais de mil pontos base da taxa interna de retorno real) depende de um prognóstico positivo de níveis altos de PLD.

A favor de uma postura comercial mais agressiva dos donos desses projetos eólicos, por outro lado, estão tanto a persistência do PLD em níveis altos nos últimos anos quanto a forte correlação entre os níveis de preço no MCP e a oferta agregada de usinas hidrelétricas e eólicas. Em outras palavras, quem olha para o que aconteceu no passado mais recente vê um PLD consistentemente alto (cerca de 50% da massa de dados acima dos R\$ 200,00 / MWh) assim como uma relação de aparente causalidade entre a necessidade de despachar térmicas e valores maiores de PLD.

A análise das séries históricas de geração eólica e PLD evidencia um outro aspecto fundamental a ser considerado nos estudos de viabilidade econômica, que é a alta volatilidade. A partir de uma modelagem estocástica da receita da usina eólica, em que tanto geração quanto PLD foram aleatorizados, observou-se que a TIR para o acionista pode de fato variar muito frente aquilo que os cenários estáticos indicaram (cerca de 300 pontos base de desvio padrão na TIR real, nos cenários em que são vendidos os níveis de excedência P90 mensais).

E é deste ponto portanto que emerge a principal conclusão da segunda parte deste trabalho. Mesmo antes da implantação do PLD horário, do fim do desconto na TUST e da separação de lastro e energia, que, no cômputo geral, representam uma piora na rentabilidade de uma usina eólica, o nível de risco ao qual o investidor desse tipo de projeto passou a se expor aumentou muito.

A migração de um equilíbrio de mercado baseado em leilões do ACR em que se tinha muita previsibilidade sobre os fluxos de receita para um outro em que há uma grande exposição tanto às flutuações de preço no mercado spot, potencializada pelas limitações na forma como o PLD é formado, quanto à alta variabilidade temporal do recurso eólico deveria requerer um prêmio de risco.

Naturalmente há que se ter em conta o fato de que as condições macroeconômicas de um momento de investimento e outro mundo afora não são as mesmas, mas o fato é que o negócio de geração de energia a partir do vento está longe de ser livre de riscos. Projetos eólicos estão sujeitos a uma incerteza muito grande na estimativa de geração pré-operacional e é muito comum que eles produzam menos energia do que o esperado. Para não mencionar o risco de subestimativa do custo de operação e manutenção, em razão de os componentes do aerogerador eventualmente degradarem mais rápido do que o esperado e de se ter que recorrer a peças de reposição importadas. Como os PPAs, via de regra, não são indexados ao dólar, o impacto da variação cambial no OPEX fica inteiramente do lado do agente gerador.

Em última análise, a agenda de modernização do arranjo comercial do sistema elétrico brasileiro delineia princípios que fazem com que as melhores práticas internacionais de mercado comecem a aparecer no horizonte. Há um longo e incerto caminho a respeito de como tudo isso se efetivará, entretanto. Ademais, ela expõe os agentes de geração renovável, especialmente os de eólica, a um nível de risco bem maior sem a devida contrapartida de rentabilidade. Em razão disso, há uma ameaça real de que, à medida que os projetos eólicos viabilizados nos últimos anos entrem em operação e eventualmente não consigam atingir o nível de retorno esperado pelos acionistas (uma nova versão do problema de *Missing Money*), investimentos futuros em nova capacidade instalada dessa fonte deixem de acontecer.

## 7. REFERÊNCIAS

- ABEEOLICA. Contribuições CP033. **ABEEOLICA**, 2017. Disponível em: <<http://abeeolica.org.br/wp-content/uploads/2017/08/CT-0036-17-MME-Consolidada.pdf>>. Acesso em: 29 mar. 2020.
- ABSOLAR. Infográfico. **ABSOLAR**, 2021. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/infografico-absolar.html>>. Acesso em: 02 jan. 2021.
- AURES. **Auctions for the support of renewable energy in Mexico**. AURES. [S.l.], p. 25. 2019.
- AVERCH, H.; JOHNSON, L. L. Behavior of the firm under regulatory constraint. **The American Economic Review**, p. 1052-1069, 1962.
- BAKKE, G. The Consolidation of Power. In: \_\_\_\_\_ **The Grid**. New Yoirk: Bloomsburry Publishing Plc, 2016. p. 57-84.
- BNB. BNB Transparente: Consulta Operações de Crédito por Cliente. **BNB**, 2020. Disponível em: <<https://www.bnb.gov.br/bnb-transparente/operacoes-de-credito-por-cliente>>. Acesso em: 29 mar. 2020.
- BRIGATTO, A.; STREET, A.; VALLADÃO, D. M. Assessing the Cost of Time-Inconsistent Operation. **IEE**, 2017. 9.
- BUSHNELL, J.; FLAGG, M.; ERIN. **Capacity Markets at a Crossroads**. Energy Institute at Haas. [S.l.], p. 58. 2017.
- BWP. Desafios da expansão eólica podem trazer ICGs de volta. **CTEE**, 2016. Disponível em: <<http://www.2ctee.com.br/brazilwindpower/2016/zpublisher/materia/?url=desafios-da-expansao-eolica-podem-trazer-icgs-de-volta-20160901>>. Acesso em: 29 mar. 2020.
- CASTRO, N. D. et al. **Análise comparativa internacional de desenhos de mercados atacadistas de energia**. GESEL. Rio de Janeiro, p. 52. 2017.
- CASTRO, N. D.; DANTAS, G. **Geração Distribuída: Experiências internacionais e Análises comparadas**. GESEL. Rio de Janeiro, p. 244. 2018.
- CASTRO, N. J. D. et al. **Contribuições para o aperfeiçoamento do Mercado Atacadista Brasileiro**. GESEL. Rio dre Janeiro, p. 80. 2017.
- CCEE. Preço Horário "Sombra". **CCEE**. Disponível em: <[https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages\\_publico/o-que-fazemos/como\\_ccee\\_atua/precos/preco\\_sombra?\\_afzLoop=671055799295071&\\_adf.ctrl-state=17mga0e2lr\\_1#!%40%40%3F\\_afzLoop%3D671055799295071%26\\_adf.ctrl-state%3D17mga0e2lr\\_5](https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/o-que-fazemos/como_ccee_atua/precos/preco_sombra?_afzLoop=671055799295071&_adf.ctrl-state=17mga0e2lr_1#!%40%40%3F_afzLoop%3D671055799295071%26_adf.ctrl-state%3D17mga0e2lr_5)>. Acesso em: Abril 2020.
- COSTELLO, K. W.; HEMPHILL, R. C. **Electric Utilities' "Death Spiral": Hyperbole or Reality?** [S.l.], p. 20. 2014.
- CP033. **MME**, 2017. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicammeportlet&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_col\\_id=column-1&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultapublicammeportlet\\_WAR\\_consultapublicamme](http://www.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicamme)>. Acesso em: 29 mar. 2020.
- CRAMTON, P.; STOFT, S. **The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity**. [S.l.]. 2006.



DEMARZO, P.; BERK, J. **Finanças Empresariais: Essencial**. [S.l.]: Bookman, 2010.

EPE. Plano Decenal 2029. **EPE**, 2019. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 29 mar. 2020.

EPE. Critério Garantia de Suprimento. **EPE**, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/Infogr%C3%A1fico-Crit%C3%A9rio-de-Garantia-de-Suprimento-Digital.pdf>>. Acesso em: 06 set. 2021.

EPE; MME. **Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia**. [S.l.], p. 153. 2018.

ESCOLHAS, I.; PSR. **Quais os reais custos e benefícios das fontes de geração elétrica no Brasil?** [S.l.]. 2018.

ESTADÃO. Abeeólica: restrição para eólicas pode reduzir oferta. **Estadão**, 2013. Disponível em: <A oferta de usinas eólicas deverá ser significativamente menor nos leilões de energia em 2013. O motivo é a decisão do governo federal de não permitir a participação dos projetos que dependem da construção de sistemas de transmissão para escoar a energia.>. Acesso em: 29 mar. 2020.

FITCHRATINGS. Parques Eólicos no Brasil Têm Geração Notável, Mas Projeções São Imprecisas. **Fitch Ratings**, 2019. Disponível em: <<https://www.fitchratings.com/research/pt/infrastructure-project-finance/brazil-wind-energy-notable-output-inaccurate-forecasts-20-08-2019>>. Acesso em: abr. 2021.

HUNT, S. **Making Competition Work in Electricity**. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2002.

ITAMARATY. NDC Brasileira. **Itamaraty**, 2016. Disponível em: <[http://www.itamaraty.gov.br/images/ed\\_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf](http://www.itamaraty.gov.br/images/ed_desenvsust/BRASIL-iNDC-portugues.pdf)>. Acesso em: 29 mar. 2020.

JOSKOW, P. L. Restructuring, competition and regulatory reform in the US electricity sector. **The Journal of Economic Perspectives**, p. 119-138, 1997.

JOSKOW, P. L. **Why do we need electricity retailers? Or can you get it cheaper wholesale?** MIT. [S.l.], p. 60. 2000.

JOSKOW, P. L. **COMPETITIVE ELECTRICITY MARKETS AND INVESTMENT IN NEW GENERATING CAPACITY**. [S.l.]: MIT, 2006.

KELMAN, J. **Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica**. Brasília, p. 65. 2001.

MARCO Regulatório Mexicano. **CENACE**, 2014. Disponível em: <<https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Info/MarcoRegulatorio.aspx>>. Acesso em: 29 mar. 2020.

MITEI. Mexico's energy reform: foundation, implementation, and challenges ahead. **Youtube**, 2017. Disponível em: <[https://www.youtube.com/watch?v=T6I8p\\_pRwvU&t=3044s](https://www.youtube.com/watch?v=T6I8p_pRwvU&t=3044s)>. Acesso em: Julho 2020.

MME. Princípios da agenda de modernização. **MME**, 2017. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/c/document\\_library/get\\_file?uuid=6a984cf2-f63b-3ad1-cafc-0f98c4ef7a21&groupId=36131](http://www.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=6a984cf2-f63b-3ad1-cafc-0f98c4ef7a21&groupId=36131)>. Acesso em: 29 mar. 2020.

MME. Implementação preço horário. **MME**, 2019. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset\\_publisher/pdAS9IcdBICN/content/preco-horario-implementacao-e-aprovada/pop\\_up?\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_viewMode=print&\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_languageId=pt\\_BR](http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/preco-horario-implementacao-e-aprovada/pop_up?_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_viewMode=print&_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_languageId=pt_BR)>. Acesso em: 07 dez. 2020.

MME. Portaria nº 465/2019. **MME**, 2019. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset\\_publisher/pdAS9IcdBICN/content/modernizacao-do-setor-eletrico-mme-publica-portaria-que-altera-os-limites-para-contratacao-de-energia-eletrica-por-consumidores/pop\\_up?\\_101\\_INSTANCE\\_pdAS9IcdBICN\\_view](http://www.mme.gov.br/web/guest/todas-as-noticias/-/asset_publisher/pdAS9IcdBICN/content/modernizacao-do-setor-eletrico-mme-publica-portaria-que-altera-os-limites-para-contratacao-de-energia-eletrica-por-consumidores/pop_up?_101_INSTANCE_pdAS9IcdBICN_view)>. Acesso em: 07 Dezembro 2020.

MP 950. **Câmara Legislativa**, 2020. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/noticias/652787-MEDIDA-PROVISORIA-ISENTA-CONSUMIDOR-DE-BAIXA-REND-DE-PAGAR-CONTA-DE-LUZ>>. Acesso em: 07 dez. 2020.

MP 998. **Câmara Legislativa**, 2020. Disponível em: <<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2261939>>. Acesso em: 07 Dezembro 2020.

NEW Energy Outlook. **BloombergNEF**, 2019. Disponível em: <<https://bnef.turtl.co/story/neo2019/page/2/1?teaser=true>>. Acesso em: 29 mar. 2020.

ONS. O SISTEMA EM NÚMEROS. **ONS**, 2020. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>>. Acesso em: 29 mar. 2020.

ONS. Histórico da Operação. **ONS**. Disponível em: <<http://www.ons.org.br/paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao>>. Acesso em: abril 2020.

ONU. ODS7. **Nações Unidas Brasil**, 2021. Disponível em: <<https://brasil.un.org/pt-br/sdgs/7>>. Acesso em: 06 set. 2021.

PLS232. **Senado Federal**, 2016. Disponível em: <<https://www25.senado.leg.br/web/atividade/materias/-/materia/126049>>. Acesso em: 29 mar. 2020.

PROINFA. **CCEE**, 2020. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/40-operacoes-30-9.html>>. Acesso em: 29 mar. 2020.

PSR. PSR Energy. **Youtube**, 2020. Disponível em: <[https://www.youtube.com/channel/UC6GKp0D\\_RLbWQOIGM6uznXg](https://www.youtube.com/channel/UC6GKp0D_RLbWQOIGM6uznXg)>. Acesso em: 15 jul. 2020.

PSR Energycast, 2019. Disponível em: <<https://anchor.fm/psr-energy-cast/episodes/004-PSR-Energycast---Mercado-Eltrico-Mexicano-e55cq2>>. Acesso em: julho 2020.

SALANIÉ, B. **Microeconomics of Market Failures**. Cambridge, Massachusetts: MIT, 2000.

SENER. PRODESEN. **Gobierno de Mexico**, 2021. Disponível em: <[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/649445/PRODESEN\\_CAP\\_TULO\\_1\\_-\\_2\\_-\\_3.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/649445/PRODESEN_CAP_TULO_1_-_2_-_3.pdf)>. Acesso em: 06 set. 2021.

VARIAN, H. R. **Intermediate Microeconomics. A modern approach**. 8th. ed. [S.l.]: Norton & Company, 2005.

VIANA, A. G. **Leilões como mecanismo alocativo para um novo desenho de mercado no Brasil**. São Paulo: [s.n.], 2018.

WOOD, D. **Mexico's New Energy Reform**. Willson Center Institute. Mexico City, p. 174. 2018.

WORLD BANK. Access to Electricity (% of population) - Mexico. **The World Bank**, 2019. Disponível em: <<https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?end=2019&locations=MX&start=2019&view=bar>>. Acesso em: 06 set. 2021.