



Sergio Cezar de Azevedo Junior

**Comercialização de *swaps* de geração de energia solar no
Brasil: o efeito “curva do pato”**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Administração de Empresas, do Departamento de Administração da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Marcos Cohen

Rio de Janeiro
31 de março de 2023



Sergio Cezar de Azevedo Junior

**Comercialização de swaps de geração de energia solar no
Brasil: o efeito “curva do pato”**

Dissertação apresentada como requisito parcial
para obtenção do grau de Mestre pelo Programa
de Pós-graduação em Administração de Empresas
da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão
Examinadora abaixo:

Prof. Marcos Cohen

Orientador

Departamento e Administração – PUC-Rio

Prof. Leonardo Lima

Departamento e Administração – PUC-Rio

Prof. Richard Lee Hochstetler

Instituto Acende Brasil

Rio de Janeiro, 31 de março de 2023

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

Sergio Cezar de Azevedo Júnior

Formado em Administração de Empresas pelo IBMEC-RJ,
com MBA em Finanças pelo IBMEC-RJ

Ficha Cartográfica

Azevedo Junior, Sergio Cezar de

Comercialização de swaps de geração de energia solar no Brasil : o efeito “curva do pato” / Sergio Cezar de Azevedo Junior ; orientador: Marcos Cohen. – 2023.

143 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)—Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Administração, 2023.

Inclui bibliografia

1. Administração – Teses. 2. Swap de curva de geração de energia. 3. Modulação horária. 4. Curva do pato. 5. Estratégia de preço. 6. Comercialização de energia. I. Cohen, Marcos. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Administração. III. Título.

COD: 658

Aos meus filhos Betina Lemos de Azevedo e José Namora de Azevedo

Agradecimentos

Agradeço a Deus em primeiro lugar que me deu a oportunidade de nascer de novo após grave acidente de moto ocorrido no mesmo período que eu iniciava a redação desta dissertação.

Agradeço a minha esposa Priscilla pelo carinho, paciência e por ter cuidado de mim durante os momentos da minha recuperação enquanto caminhava para suas últimas semanas de gestação.

Agradeço a minha filha Betina pela compreensão que o meu tempo ficara mais escasso para brincar e ao meu filho José que nasceu pouco depois do meu acidente e acelerou a minha recuperação com uma injeção de um novo amor.

Agradeço aos meus pais pelo apoio e incentivo para cursar um Mestrado em momento tão conturbado e ocupado na minha vida.

Agradeço a Norsk Hydro pela flexibilização e valorização dos profissionais que buscam aprimorar-se no mundo acadêmico.

Agradeço a todos os professores do Mestrado Profissional de Administração da PUC-RJ pelas contribuições e conhecimentos disseminados ao longo do curso.

Agradeço ao professor Marcos Cohen que me deu muito apoio e me tranquilizou nos momentos mais difíceis onde pensei que seria improvável cumprir os prazos de conclusão da dissertação.

Agradeço aos especialistas do Setor Elétrico Brasileiro que dedicaram seus tempos escassos e para contribuir com este trabalho, em ordem alfabética: Leonardo, Paulo Cesar, Rafael e Richard.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

Resumo

Azevedo Jr., Sergio Cezar de; Cohen, Marcos. **Comercialização de *swaps* de geração de energia solar no Brasil: o efeito “curva do pato”**. Rio de Janeiro, 2023. 143p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Administração de Empresas, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Este trabalho analisa a potencial formação do fenômeno da “curva do pato” sobre os preços horários de energia no Brasil. Tal fenômeno se dá pela introdução massiva de geração solar na matriz energética e produz um afundamento nos preços de energia nos horários diurnos onde a produção de energia é abundante e uma rápida elevação dos preços no início da noite que carece de tal fonte de energia e apresenta picos de demanda. Este efeito tem produzido custos elevados aos operadores sistemas elétricos em diversos mercados internacionais como Califórnia, Austrália, Alemanha e, principalmente, reduzido a rentabilidade das usinas de geração solar que produzem energia em horários de preço baixo e precisam comprar energia em horários de preços altos. Este estudo recorreu a mais de cinquenta artigos e literaturas além de analisar minuciosamente o Plano Decenal de Energia (EPE, 2022b) como fonte principal para simulações de preço. Também contou com a contribuição de quatro especialistas do setor elétrico Brasileiro que avaliaram o entorno macro e aspectos da atratividade da indústria. Por fim, o trabalho conclui que a “curva do pato” no Brasil começará a se formar em 2026 tendendo a chegar a uma formação mais evidente no ano de 2031. Contudo, estima-se que o prêmio de risco de mercado para um agente de geração solar mitigar esse risco através de um contrato de swap seria menor que 10% do preço de face de um contrato de energia de longo prazo.

Palavras-chave

Swap de curva de geração de energia; modulação horária; curva do pato; estratégia de preço; comercialização de energia.

Abstract

Azevedo Jr., Sergio Cezar de; Cohen, Marcos (Advisor). **Commercialization of solar energy generation swaps in Brazil: the “duck curve” effect**. Rio de Janeiro, 2023. 143p. Dissertação de Mestrado - Departamento de Administração de Empresas, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This thesis analyzes the potential formation of the "duck curve" phenomena on the hourly energy prices in Brazil. Such occurs by the massive introduction of solar generation into the energy matrix and produces a reduction in energy prices during the daytime hours where energy production is abundant and a steep increase in prices in the evening which lacks solar energy source and peaks on load demand. This effect has produced high costs for electrical system operators in several international markets such as California, Australia, Germany and, mainly, reduced the profitability of solar generation plants that produce energy at low price period and need to buy energy at high price hours. This study used more than fifty articles and literatures in addition to thoroughly analyzing the Ten-year Energy Plan (EPE, 2022b) as the main premise for price simulations. It also had the contribution of four specialists from the Brazilian electricity sector who evaluated the macro environment and the industry attractiveness. Finally, the work concludes that the "duck curve" in Brazil will begin to form in 2026 tending to reach a more evident formation in the year 2031. However, it is estimated that the market risk premium for a solar generation agent to mitigate this risk through a swap contract would be less than 10% of the face price of a long-term energy contract.

Keywords

Energy as produced swap; hourly power prices; duck curve; hourly price strategy; energy trading.

Sumário

1. Introdução	15
1.1. Contextualização	15
1.2. Objetivo Final	20
1.3. Objetivos Intermediários	20
1.4. Relevância do Estudo	20
1.5. Delimitação do Estudo	22
2. Referencial Teórico	24
2.1. O Setor Elétrico Brasileiro	24
2.1.1. Modelo Institucional do Setor Elétrico	26
2.1.2. Ambiente de Contratação Regulada - ACR	28
2.1.3. Ambiente de Contratação Livre - ACL	29
2.2. Formação de Preços de Energia	31
2.3. Comercialização de Energia no ACL	33
2.3.1. Registros e Liquidação de Contratos	34
2.3.2. Centro de Gravidade e Submercados	36
2.3.3. Lastro de Energia	37
2.3.4. Contratos de <i>swaps</i> de Energia Elétrica	37
2.4. Plano Decenal de Energia	39
2.5. A “Curva do Pato”	40
2.6. Estratégia Competitiva	46
2.7. Enfoque em Diferenciação para Ofertar <i>swap</i> de Geração Solar	50
2.8. Conceito da Análise PESTEL	52
2.9. Modelagem Conceitual	54
2.9.1. Perfil dos Compradores	55
3. Metodologia	58
3.1. Abordagem Metodológica e Fontes de Consulta	58
3.2. Modelagem de Preços Futuros de Energia	61
3.3. Dados de Entrada	63
3.3.1. Demanda de Energia	63
3.3.2. Oferta e Armazenamento de Energia	66
3.3.3. Transmissão de Energia	68
3.3.4. Caso Base: Séries Históricas de Hidrologia / Vazões	69
3.3.5. Cenário Alternativo - Rodada Livre do PDE	74
3.3.6. Projetos de Preços do PDE	77
3.4. Abordagem para Precificação de um <i>swap</i> de Modulação Horária	78
3.4.1. A Modulação da Curva de Geração Solar	79
3.5. Limitações do Método	83

4. Simulações e Análise dos Resultados	86
4.1. Análise do Ambiente Macro e da Indústria	86
4.1.1. Análise do Ambiente Macro - PESTEL	86
4.1.2. Análise da Indústria - 5 Forças de Porter	90
4.1.3. Avaliação Consolidada das 5 Forças de Porter	101
4.2. Simulação de Preços Horários de Longo Prazo	102
4.2.1. Resultados do Caso Base	102
4.2.2. Assimetrias de Preço no Caso Base	105
4.2.3. Resultados do Cenário Alternativo - Rodada Livre do PDE	107
4.2.4. Assimetrias de Preço no Cenário Alternativo - Rodada Livre do PDE	110
4.3. Estratégias de Preço e Comercialização	113
4.3.1. Mercado Potencial e Público-Alvo	114
4.3.2. Posicionamento	116
4.3.3. Preço	117
5. Conclusões	120
5.1. Considerações Finais	122
6. Referências Bibliográficas	124
Anexo 1 - Perfil de Produção Solar para os Submercados Delimitados no Estudo	137
Anexo 2 - Roteiro de Entrevistas com Especialistas	138

Lista de figuras

Figura 1 - Apresentação conceitual da curva do pato.	17
Figura 2 - Participação na produção de energia solar fotovoltaica por submercado, em 2021	23
Figura 3 - o dilema do operador na otimização do despacho de energia	32
Figura 4 - PLD horário histórico, desde 2018	42
Figura 5 - curva do pato em um dia típico de primavera na Califórnia	43
Figura 6 - cinco forças de Porter	48
Figura 7 - Estratégias Genéricas de Porter	49
Figura 8 - modelo conceitual da simulação de preços	54
Figura 9 - perfis de acionistas e/ ou operadores de usinas solar fotovoltaica	57
Figura 10 - abordagem metodológica do trabalho	59
Figura 11 - Elasticidade-renda da demanda de eletricidade	64
Figura 12 - consumo de energia por equipamento residencial (TWh)	65
Figura 13 - capacidade Instalada de Geração de Energia - GW	66
Figura 14 - Armazenamento médio do SIN	67
Figura 15 - Série de Vazões Médias Mensais - SIN	70
Figura 16 - Série de Vazões Médias Mensais - SIN	70
Figura 17 - Vazões médias mensais do submercado Sudeste/CO para o período entre 2001 e 2020 – MW médios	72
Figura 18 - Vazões médias mensais do submercado Nordeste para o período entre 2001 e 2020 – MW médios	72
Figura 19 - Vazões médias mensais do submercado Sul para o período entre 2001 e 2020 – MW médios	73
Figura 20 - Vazões médias mensais do submercado Norte para o período entre 2001 e 2020 – MW médios	73
Figura 21 - Resumo das determinações Lei no 14.182/2021	76
Figura 22 - Geração Total Térmica do SIN	77
Figura 23 - custo marginal de expansão	78
Figura 24 - Modulação solar horária por submercado	80
Figura 25 - Modulação solar horária por trimestre	81
Figura 26 - Participação de mercado de geradores de energia solar fotovoltaica em 2021.	92
Figura 27 - Premissa para distribuição do mercado de compradores formados por geradores de energia solar fotovoltaica.	93

Figura 28 - participação de mercado de comercialização de energia	94
Figura 29 - intercessão de competências essenciais de comercializadoras	96
Figura 30 - Aproveitamento do armazenamento de energia por meio de aquecedores, refrigeração e baterias para achatar a curva de demanda líquida de eletricidade.	99
Figura 31 - expansão contínua do uso e características do Big Data	100
Figura 32 - Avaliação consolidada das 5 Forças de Porter	102
Figura 33 - média anual dos preços horários para todos os submercados – caso base	103
Figura 34 - Médias trimestrais dos preços horários para todos os submercados – caso base	104
Figura 35 - média anual dos preços horários por submercado – caso base	105
Figura 36 - média anual dos preços horários para todos os submercados – cenário alternativo	108
Figura 37 - média trimestral dos preços horários para todos os submercados – cenário alternativo	109
Figura 38 - média anual dos preços horários por submercado – cenário alternativo	110
Figura 39 - Produção de energia solar fotovoltaica centralizada	114
Figura 40 - Posicionamento sugerido de comercializadoras entre as estratégias genéricas de Porter	117
Figura 41 - prêmio de risco para swap de curva horária de geração de energia solar para os submercados Sudeste/CO e Nordeste	118

Lista de tabelas

Tabela 1 - SIN e subsistemas: carga de energia em MW médio	65
Tabela 2 - projeção de infraestrutura de transporte de energia	68
Tabela 3 - exemplo ilustrativo de liquidação de diferenças de um único dia	83
Tabela 4 - Avaliação PESTEL dos aspectos políticos para os próximos dez anos (2022 – 2031)	87
Tabela 5 - Avaliação PESTEL dos aspectos econômicos para os próximos dez anos (2022 – 2031)	88
Tabela 6 - Avaliação PESTEL dos aspectos sociais para os próximos dez anos (2022 – 2031)	88
Tabela 7 - Avaliação PESTEL dos aspectos tecnológicos para os próximos dez anos (2022 – 2031)	89
Tabela 8 - Avaliação PESTEL dos aspectos ecológico-ambientais para os próximos dez anos (2022 – 2031)	89
Tabela 9 - Avaliação PESTEL do aspecto legal para os próximos dez anos (2022 – 2031)	90
Tabela 10 - estratificação das diferenças dos preços médios para o Sudeste/CO – caso base	106
Tabela 11 - estratificação das diferenças dos preços médios para o Nordeste – caso base	107
Tabela 12 - estratificação das diferenças dos preços médios para o Sudeste/CO – cenário alternativo	111
Tabela 13 - estratificação das diferenças dos preços médios para o Nordeste – cenário alternativo	112
Tabela 14 - Mercado potencial para swaps de curva de geração solar	116
Tabela 15 - Prêmio proporcional ao preço de face do contrato de energia de referência para renováveis de longo prazo (200 R\$/MWh)	119

Lista de siglas

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado
CCEAL	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Livre
CCEE	Camara de Comercialização de Energia Elétrica
CCVE	Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica
CMO	Custo Marginal da Operação
CME	Custo Marginal da Expansão
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ESS	Encargos dos Serviços do Sistema
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MCP	Mercado de Curto Prazo
MDI	Modelo de Decisão de Investimentos
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MME	Ministério de Minas e Energia
MRE	Mecanismo de Realocação de Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PLD	Preço de Liquidação das Diferenças
PMO	Programa Mensal da Operação Eletroenergética
PPA	Power Purchase Agreement
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia

SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

1

Introdução

1.1. Contextualização

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) já passou por algumas reestruturações desde o início das privatizações na década de noventa e, nos últimos cinco anos, começa a demonstrar alguns efeitos da transição energética para novas tecnologias de geração renovável. Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o Plano Decenal de Energia (PDE) com horizonte até o ano de 2031 (PDE 2031) prevê que a expansão da matriz energética se dará principalmente pelas fontes renováveis solar e eólica tendo também relevante expansão da oferta de termoeletricas para atendimento do suprimento de potência, uma vez que as fontes renováveis são intermitentes (EPE, 2022).

Além do protagonismo solar na oferta de geração centralizada, o PDE 2031 também considera um aumento substancial no desenvolvimento de geração distribuída¹, sendo esse efeito muito relevante na demanda líquida por energia da rede.

Como cita o documento:

[...] houve um recorde de instalações em 2021. Foram adicionados quase 400 mil novos sistemas de geração distribuídos, totalizando 3,8 GW no ano. No início de 2022 foi sancionada a Lei n. 14.300 que instituiu o marco legal da MMGD², trazendo, dentre outros temas, maior previsibilidade sobre as regras de incentivo para essa modalidade de geração.

¹ consiste na geração de energia elétrica no local de consumo, ou próximo dele, por meio de um sistema conectado à rede pública, para a qual será distribuída a energia excedente após o consumo próprio. A geração distribuída no Brasil pode ser de diferentes fontes, mas é majoritariamente composta por geração solar. A GD é regulamentada pela ANEEL.

² sigla que denomina a micro e minigeração distribuída que são centrais de geração de energia elétrica de pequeníssimo porte por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada. A MMGD pode ser adotada por qualquer consumidor de energia, inclusive os consumidores regulados respeitando a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012.

O novo marco legal foi considerado nas projeções do PDE 2031. Dessa forma, espera-se que haja a continuidade do grande interesse por instalações de MMGD na próxima década. No cenário Referência, o PDE indica uma capacidade instalada acumulada em 2031 igual a 37 GW, distribuídos em pouco mais de quatro milhões de unidades de geração. Essa capacidade deve contribuir com aproximadamente 7%, da carga nacional.” (EPE, 2022, p. 19)

Este trabalho se concentra no estudo das principais implicações, ameaças e oportunidades que podem ser geradas em função do crescimento vertiginoso da expansão da geração solar no SEB. Há alguns exemplos sobre tais efeitos em economias mais maduras, como: Califórnia, Alemanha, Austrália, entre outros. Ocorre que, com a introdução massiva de fonte solar como oferta de energia, a demanda líquida de energia, ou seja, a demanda após a subtração da geração solar, passa a ter um comportamento horário bastante irregular com baixa demanda líquida começando no período da manhã, em razão da produção de energia solar até o fim da tarde, quando começa a subir acentuadamente, ocasionado por dois fatores principais: aumento do consumo de energia no horário de pico e redução da produção de energia solar no período noturno. Ao fim, chega-se a uma ilustração gráfica da demanda líquida comumente denominada em múltiplos mercados de “curva do pato”, como apresentado na Figura 1 a seguir.

Cabe ressaltar que a “curva do pato” pode se manifestar de forma equivalente em duas formas: na demanda líquida de energia e no preço horário de energia. Isso se deve ao fato que energia elétrica é uma commodity de consumo instantâneo, e a formação do preço é dada pela oferta e demanda naquele exato momento. Portanto, esse comportamento da demanda líquida se assemelha ao preço horário por necessitar o despacho de geração flexível com maior custo marginal (DENHOLM *et al.*, 2013; DE CASTRO *et al.*, 2018). Há, contudo, que se considerar os efeitos sobre o preço de forma estrutural e ampliada incluindo outras fontes de energia como hidrelétricas, que têm alta flexibilidade modular e capacidade de amortecer esse efeito. É, portanto, possível ter alteração do perfil da carga sem alteração significativa do preço da energia. Este trabalho utilizará premissas de oferta e demanda de energia de longo prazo a fim

de simular preços futuros de energia e verificar a existência ou não deste fenômeno no Setor Elétrico Brasileiro.

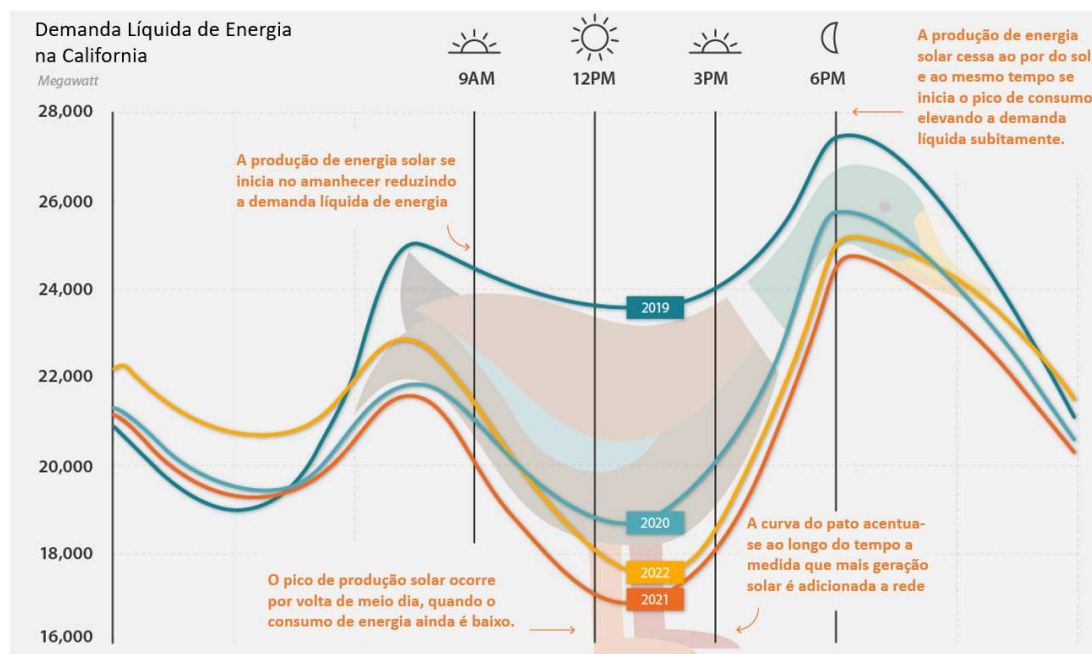


Figura 1 - Apresentação conceitual da curva do pato.

Fonte: *The Solar Power Duck Curve Explained*. (Wallach, 2022, tradução nossa)

Os custos para o desenvolvimento de energia solar estão em declínio fazendo com que esta fonte seja cada vez mais economicamente atrativa para os investidores. Contudo, como comentam De Castro *et al.* (2018), há custos e impactos não implícitos para diferentes atores e agentes no setor que precisam ser considerados neste processo, como, por exemplo, aumento da complexidade para se operar o sistema, maior necessidade de extensão e reforço da rede de transmissão/ distribuição, maior necessidade de armazenamento de energia entre outros.

Para os autores, convém a adoção de uma tecnologia eficiente e principalmente limpa como a solar, contudo, por ser uma geração intermitente, esta fonte demanda extenso suporte de conexão de rede e outras fontes flexíveis para suportar as oscilações de produção de energia. Portanto, o custo-benefício deve ser considerado de forma

ampla, observando os efeitos sobre a maior dificuldade operacional para estabilizar o suprimento desta fonte. Ainda no estudo de De Castro *et al.* (2018), os autores propõem algumas abordagens metodológicas de como se considerar o custo do suprimento de energia quanto ela não está sendo gerada. Por exemplo, nos Estados Unidos, considera-se o custo de geração termelétrica nos horários sem produção de energia solar, isto é, durante a noite. Ou seja, uma geradora solar é responsabilizada de forma direta pelo despacho de uma fonte fóssil.

Por outro lado, Denholm *et al.* (2014) afirmam que a geração solar pode levar a problemas na operação e manutenção da rede de distribuição. O operador da rede incorrerá em maiores custos de operação e manutenção em virtude da intermitência de produção de energia e da necessidade de manter os níveis de tensão da linha dentro dos parâmetros regulatórios exigidos.

Em estudo sobre os impactos do incremento massivo de geração solar apresentado no *Market Surveillance Committee Meeting*, Loutan (2015) apresenta a rápida expansão da energia solar na Califórnia e, como resultado, é possível observar um excedente de energia ao longo do dia, sobretudo no período da primavera, quando há um aumento na irradiação por dias mais longos, mas ainda assim não há um grande uso de refrigeração pelas residências. Esta realidade já leva o operador do sistema californiano, California ISO, a ter que interromper o acesso dessa geração à rede para mitigar riscos de congestão e, no fim do dia, quando já se finda a capacidade de produção solar, coincide com a demanda de pico no estado, redundando em uma íngreme ascendência na demanda líquida de energia deste horário, origem da “Curva do Pato”.

Esta situação de aparente problema pode também ser interpretada como uma grande oportunidade devido à grande assimetria de preços horários, que se apresentam de forma constante em determinados períodos do dia. Ou seja, a observação de preços ora mais baixos e ora mais altos em determinados horários, se repetindo dia a dia de forma consistente, oferecem uma oportunidade potencial, que este estudo pretende

explorar, de se desenvolver contratos de *swaps*³ de modulação horária de energia para geradores da fonte solar fotovoltaica.

Agentes geradores de fonte solar incorrem em diferentes riscos de mercado, uma vez que a produção de energia desta fonte é diretamente vinculada a irradiação solar, portanto meteorologia, rotação da terra, efeitos sazonais que alongam ou encurtam o dia, entre outros. No entanto, um risco sistêmico e pouco observado no presente é a derivado da inserção massiva do mesmo tipo de fonte no mesmo mercado, uma espécie de canibalismo da oferta onde muitos geradores teriam que compulsoriamente produzir e entregar sua capacidade no mesmo momento: no período diurno. Este risco sistêmico é algo de difícil presunção, não se sabe quando irá ocorrer, como irá ocorrer e a intensidade que irá ocorrer.

No entanto, devido à sobre contratação das distribuidoras, os leilões regulados se tornaram cada vez mais escassos fazendo com que desenvolvedores de projetos solar e eólico voltassem o foco ao ambiente de contratação livre (ACL). Neste segundo ambiente, ACL, o consumidor é avesso a riscos de suprimento e a maioria das indústrias e comércios não aceitam receber energia conforme a carga do gerador. Ao longo de seus quase 20 anos, o ACL padronizou a entrega de energia de forma “flat” com volumes iguais em qualquer dia e hora de determinado mês. Nesse sentido, o gerador de energia renovável começa a se deparar com um tipo de exposição de risco de preço horário e sazonal que antes não possuía. À medida que muitas geradoras solares e eólicas são constituídas e tem maior peso na matriz energética, essas curvas de geração que muitas vezes são semelhantes pode trazer um efeito de canibalização, deprimindo preços quando estão gerando mais e elevando preços quando estão gerando menos. (CCEE, 2022a)

³ Contratos de *swap* de energia são instrumentos formais de cunho bilateral de contratação de energia no ambiente livre que visam a troca de determinados produtos ou prazos de entrega. Swaps de modulação horária são contratos onde um agente oferece comprar um volume variável de produção e devolver esta quantidade de forma uniforme ou plana ao longo de todas as horas.

A oportunidade potencial a ser explorada por este trabalho se dá ao avaliar se o fenômeno da “curva do pato” ocorrerá no Brasil no futuro, e ao precificar a retenção do risco e avaliar as estratégias de comercialização viáveis de um *swap*. Nesse contexto, se pergunta: Quais são as possíveis estratégias de precificação em contratos de swap no mercado de energia levando em conta o fenômeno da “curva do pato” no Brasil?

1.2.

Objetivo final

Propor possíveis estratégias de preço de energia para comercialização de *swaps* de curvas de geração solar no setor elétrico brasileiro frente ao crescimento massivo da capacidade instalada desta fonte nos próximos dez anos.

1.3.

Objetivos Intermediários

- Avaliar o cenário macro e da oferta e demanda
- Avaliar cenários e simulação de preços futuros de energia que poderiam potencializar ou equalizar eventuais assimetrias de preços;
- Identificar potenciais assimetrias na formação de preços horários de energia no longo prazo que poderia resultar na “curva do pato”;
- Avaliar oportunidades para inserção de contratos de *swap* de energia.

1.4.

Relevância do estudo

Esse é um mercado ainda emergente no Brasil. Até 2019 a viabilização de geração eólica e solar no Brasil se deu majoritariamente por contratos no ambiente de contratação regulado (ACR). Neste ambiente, o gerador não fica com o risco da curva de geração uma vez que o comprador é um pool de distribuidoras que toma o volume gerado de acordo com a sua curva de geração. (CCEE, 2022a)

O estudo do tema se justifica principalmente pelo crescente desenvolvimento de energias renováveis não convencionais inflexíveis. Essas fontes têm apresentado forte adesão em todo o mundo pelo baixo impacto ambiental e como forma de redução da pegada de carbono de empresas e países frente aos compromissos assumidos em diferentes fóruns globais. No Brasil, um país com demanda ainda em expansão por ser um mercado emergente com potencial maior eletrificação energética, o desenvolvimento de nova capacidade tem também se concentrado nestas mesmas fontes, mas devido a característica inflexível o governo e agentes do setor já buscam alternativas para mitigar efeitos colaterais da falta de flexibilidade na rede.

Seja por meio de introdução de fontes tradicionais como térmicas ou por meio de investimentos em infraestrutura e rede, como por exemplo maior capacidade de linhas de transmissão ou até a expansão de capacidade de armazenamento de energia através de novas tecnologias como por exemplo baterias e bombeamentos reversíveis. No entanto, este estudo se concentra em explorar os efeitos potenciais na exposição a preços horários que os geradores de energia teriam caso uma “curva do pato” seja a nova realidade de preços no Brasil, assim como observado no mercado da Califórnia.

Entender esse risco e criar produtos e soluções de mercado para gerenciá-los através de contratos de swap é um dos caminhos possíveis que podem viabilizar ainda mais esses projetos. As comercializadoras de energia têm como objetivo central trazer liquidez a um mercado de futuros a não somente para lucrar com tal arbitragem, mas também criar produtos e contratos que auxiliam geradores a mitigar tais riscos.

Na pesquisa realizada para o desenvolvimento deste trabalho, foram encontrados muitos conteúdos sobre o fenômeno da “curva do pato”, sobre comercialização de energia e swaps. Portanto, este estudo traz uma complementariedade sobre um assunto em que há amplo interesse acadêmico no Brasil e no mundo trazendo uma perspectiva de administração e estratégia ao assunto.

1.5. Delimitação do estudo

Este estudo abrange os efeitos nos preços horários de energia elétrica no Brasil em um horizonte de dez anos, considerando a introdução massiva de fontes renováveis intermitentes e inflexíveis. O foco é sobre uma assimetria potencial no preço horário, ajustado e justificado um fenômeno percebido em outros mercados maduros denominado “curva do pato” que reduz significativamente a atratividade do investimento em geração solar fotovoltaica, por apresentar seu pico de produção em um horário onde potencialmente haverá baixos preços e falta de produção nos horários de preço pico.

Esse estudo se limita ao mercado de energia no ambiente de contratação livre no Brasil com eventual levantamento de referências internacionais como fonte comparativa. O modelo computacional utilizado neste estudo é de propriedade privada e a divulgação de seus parâmetros de cálculo são restritos. Os preços resultantes de seus cálculos foram disponibilizados em base cem como forma de proteger a confidencialidade. Cabe ressaltar, que esta dissertação tem como foco avaliar e apresentar estratégias de comercialização a partir de uma simulação de preços futuros e não desenvolver um modelo de otimização e simulação de preços em si. Portanto, considera-se os resultados dos preços simulados em base cem como uma das premissas de análise e não como objetivo final do trabalho.

Devido à concentração da produção de energia solar estar nos submercados Sudeste e Nordeste, não serão analisados os efeitos e impactos da curva do pato nos submercados Sul e Norte que juntos representaram menos de 1% da produção total de energia solar, como se pode observar na Figura 2. Também não há expectativa de expansão relevante nos submercados Sul e Norte segundo o Plano Decenal de Energia 2031 (EPE, 2022b).

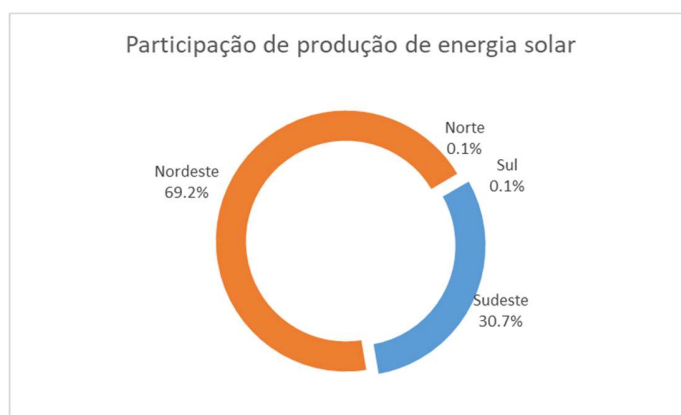


Figura 2 - Participação na produção de energia solar fotovoltaica por submercado, em 2021
Fonte: elaboração própria com dados da ONS (2022)

Este estudo não busca avaliar os impactos técnicos na rede e custos do serviço envolvidos com esse tipo de desequilíbrio, mas sim focar nos efeitos dos preços de energia, sobretudo o preço horário uma vez que a produção de energia solar está totalmente correlacionada à irradiação solar: dia versus noite, sol versus chuva, entre outros aspectos.

2

Referencial teórico

Neste capítulo se apresenta um breve contexto setorial e regulatório com enfoque no ambiente de contratação livre de energia. São especificadas as principais instituições do setor bem como ambiente mercadológico incluindo a formação de preços. Por fim, se apresentam os conceitos e principais informações contidas no Plano Decenal de Energia com horizonte até o ano de 2031.

2.1.

O setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro (SEB) já passou por inúmeras reformas e segue em contínuo refinamento através dos múltiplos agentes e instituições que o formam. Dentre as principais mudanças no setor, destacam-se as ocorridas na década de noventa quando se privatizou muitas concessionárias estatais que antes eram regidas por um monopólio, com baixa eficiência, normatização, fiscalização e padrão de qualidade do fornecimento. Esse modelo estatizado e monopolista permitia ao estado completo controle de tarifas e regras. A privatização foi motivada principalmente pela busca de eficiência e autonomia econômica, uma tendência que se observava globalmente. A ideia central é que a livre concorrência deveria prevalecer deixando a regulação e fiscalização como o papel central do estado. Esse movimento foi marcado por um projeto de reestruturação, denominado RE-SEB, embasado em um consenso político-econômico do “estado regulador”, que fiscaliza e aplica as políticas e regras sem necessariamente ser um executor (ABRADEE, 2022).

A ANEEL apresenta um breve histórico recente do marco regulatório no setor elétrico:

1996 - Instituição da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, autarquia sob regime especial, vinculada ao Ministério das Minas e Energia, com sede e foro no Distrito Federal, com a finalidade de regular e fiscalizar a produção, transmissão e comercialização de energia elétrica, em conformidade com as Políticas e Diretrizes do Governo Federal. Constituída a Agência, com a publicação de seu Regimento Interno, ficará extinto o Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica - DNAEE.

2004 - Novo Modelo do Setor Elétrico estabelecido pela Lei 10.848, de 15 de março de 2004, que teve como objetivos principais: garantir a segurança no suprimento, promover a modicidade tarifária, e promover a inserção social, em particular pelos programas de universalização (como o Luz para Todos), sua implantação marcou a retomada da responsabilidade do planejamento do setor de energia elétrica pelo Estado. (ANEEL, 2022b, sem pag.)

A primeira reforma sob gestão da ANEEL foi marcada pela privatização das concessionárias de energia que determinou que a exploração dos potenciais hidráulicos fosse concedida por meio de concorrência ou leilão, em que o maior valor oferecido pela outorga determinaria o vencedor.

Apesar das reformas propostas pelo RE-SEB, a expansão da capacidade instalada foi insuficiente e o país sofreu um racionamento de energia em 2001. A partir deste episódio, novos ajustes ao modelo foram realizados pelo governo com o foco em segurança no suprimento energético, modicidade tarifária e universalização do atendimento. (Silva, 2011).

De acordo com a Aneel (2022), a principal alteração promovida na reformulação do de um novo modelo em 2004 foi a desverticalização do setor fazendo que as g que uma das principais alterações promovidas em 2004 foi a substituição do critério utilizado para concessão de novos empreendimentos de geração por meio de leilões. O vencedor do leilão passou a ser aquele que ofertasse o menor preço de energia para o mercado regulado pelo período de concessão, em média trinta anos. Nesse sentido, o novo modelo passou a segregar o mercado em dois: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR), que tem a estrutura de preços e tarifas controlada pela Aneel e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), que permite livre negociação de preços aos agentes participantes.

A última mudança regulatória ampla e relevante implementada até o momento foi em 2013 através da Lei 12.783 seguindo o estipulado pela Medida Provisória 579/2012. A principal mudança foi em relação às condições em que as concessionárias de geração e transmissão de energia poderiam renovar antecipadamente suas outorgas. A principal condição para tal permissão foi a obrigação de ter contratos compulsoriamente estabelecidos no ACR. Com isso, observou-se significativa mudança no contexto institucional do setor elétrico: as geradoras que só atuavam no ACL, passaram a ter seus preços regulados. (ABRADEE, 2022)

2.1.1. Modelo institucional do setor elétrico

O modelo institucional do setor elétrico apresenta três atividades principais: atividades de governo, de regulação e dos agentes de mercado. A principal atividade de governo é garantir a segurança energética nacional com políticas de desenvolvimento de fontes adequadas. Segundo o MME (2003), as principais instituições que realizam tais atividades são:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) - composto por dez ministros sendo o ministro de minas e energia o presidente. Sua principal função é assessorar o presidente da república com relação a decisões e que norteiam o desenvolvimento do setor e proposições de políticas energéticas em âmbito nacional;
- Ministério de Minas e Energia (MME) – Formula e implementa políticas energéticas de acordo com as resoluções do CNPE. Administra os órgãos responsáveis por monitorar, regular e planejar o setor elétrico;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) – também presidido pelo ministro de minas e energia, tem como principal função monitorar e avaliar constantemente a segurança e a continuidade do suprimento de energia elétrica no país;

- Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – vinculado ao MME, esta instituição é responsável por conduzir estudos para apoiar o processo de planejamento energético do país abrangendo todas as fontes de energia, inclusive a publicação do Plano Decenal de Energia (PDE), relatório no qual este trabalho fundamenta as principais premissas de simulação de preços futuros. Define alguns parâmetros de leilão, como preços de limite e estimativas de custos.

As atividades de regulação têm como principal objetivo implementar normas e padrões operacionais e de mercado bem como fiscalizar os agentes do setor para garantir o bom cumprimento. Essas atividades são desempenhadas por:

- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) – Órgão regulador responsável por fiscalizar as atividades do setor elétrico e impor normas de qualidade, segurança e eficiência dos serviços e estabelecer tarifas nas atividades reguladas. Desempenha o papel principal na organização de leilões de energia e transmissão.
- Operador Nacional do Sistema (ONS) – Coordena o despacho centralizado das usinas geradoras. Otimiza a operação do sistema a fim de minimizar o custo marginal da operação.
- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) - Mantém um registro de todos os contratos bilaterais e regulamentados. Seu principal papel é registrar e promover o equilíbrio contratual de compensação. Somente agentes registrados na CCEE podem oferecer ou comprar contratos de energia elétrica, que também é responsável pela publicação do Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) ou preço spot de energia. (MME, 2003)

Completa o rol de atividades do setor a atuação dos diferentes agentes de mercado. São variadas nomenclaturas dadas a cada tipo e categoria de agente. De forma geral são eles: Geradoras, Transmissoras, Distribuidoras, Comercializadoras e Consumidores. Como brevemente abordado neste capítulo, transmissoras, distribuidoras e consumidores regulados são totalmente regulados e têm sua concessão e tarifas determinadas pela Aneel. Geradoras, comercializadoras e consumidores com potência superior a 500 kW podem optar por atuar no mercado livre de energia, embora as geradoras ainda tenham a parte operacional de seus ativos em regime de forte regulação pela Aneel e ONS. Os agentes do mercado livre têm liberdade de negociar contratos bilaterais sem a necessidade de regulação de preço, uma vez que se entende que não há conflito de interesses nessa negociação: consumidores querem o menor preço possível, geradores desejam o maior preço possível e comercializadoras buscam ser o elo entre a assimetria de valor entre essas duas partes. (ABRACEEL, 2022)

2.1.2. Ambiente de Contratação Regulada - ACR

No ACR o volume a ser contratado é centralizado pelo governo através da consolidação das quantidades estimadas por cada distribuidora em um *pool* de compradores. O Governo então estabelece um preço máximo por cada fonte de energia para que os agentes geradores e comercializadores possam ofertar suas propostas através de um leilão reverso. As ofertas com os menores preços são declaradas vencedoras até que o montante demandado seja atingido, modelo que garante modicidade tarifária no ACR (AGRA NETO *et al.*, 2020). Neste ambiente de contratação regulada, o risco da variação e intermitência da produção de energia é absorvido pelo consumidor, que em um primeiro momento afeta diretamente as distribuidoras e posteriormente repassam os ganhos e perdas com esse efeito em suas tarifas reguladas.

A contratação de energia para as distribuidoras foi segregada em basicamente dois tipos de leilão: o Leilão de Energia Nova (LEN) e o Leilão de Energia Existente (LEE). O LEN oriunda de oferta de projetos ainda não construídos e que deveram entrar em operação em um período de quatro a seis anos em relação ao ano que foram adjudicados. Os prazos dos contratos variam entre vinte e trinta anos, garantindo ao vencedor do leilão uma previsibilidade de receitas no longo prazo para financiamento da construção. Já os LEE, são com base em oferta de agentes sem a necessidade de construção de nova capacidade. Assim como no leilão de energia nova, os agentes vencedores no leilão de energia existente são aqueles que ofertam o menor preço. Nesta modalidade, são realizados contratos com menor duração podendo ser de um a oito anos. (ANEEL, 2022)

2.1.3. Ambiente de Contratação Livre - ACL

No ACL as negociações são bilaterais e podem ser realizadas por todos os agentes não regulados pelo ACR. Principalmente se destacam os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres e consumidores especiais. Uma vez negociados bilateralmente, os contratos de energia são então registrados na CCEE. Preços e quantidades são livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos. (MATTOS, 2008)

Há dois tipos principais de energia comercializadas no ACL: i) energia convencional, constituída majoritariamente por usinas térmicas e por usinas hidráulicas com capacidade superior a 50 MW. Esse tipo de energia não oferece nenhum tipo de incentivo ou desconto nas tarifas de transporte de energia (TUSD, TUST); ii) energia incentivada, constituída majoritariamente por fontes renováveis solar, eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas. Como forma de fomento na competitividade na natureza destas fontes, a energia incentivada permite descontos de até 100% sobre as tarifas de transportes (TUSD e TUST). (ANEEL, 2022)

De acordo com a CCEE (2022). Os consumidores atuantes no ACL estão segregados em duas categorias principais: i) Consumidores Livres, aqueles que tem demanda contratada igual ou superior a 2.000 kW e estão autorizados a contratar energia no ACL de qualquer fonte, seja ela convencional ou incentivada; e os ii) Consumidores Especiais, aqueles que tem demanda contratada igual ou maior que 500 kW e menor que 2.000 kW. A esses, somente é permitido a contratação de fontes renováveis não convencionais, como por exemplo: solar, eólica, biomassa, pequenas centrais hidrelétricas, entre outros. Para Ribeiro (2015), é facultado ao consumidor potencialmente livre a opção de migrar ou não do ACR para ACL e vice-versa, desde que se comprem os procedimentos determinados para tal. O consumidor deverá avaliar se esta decisão é viável do ponto de vista econômico e operacional.

Clímaco (2010), o ACL permite a segregação entre produto e serviço, *commodity* e transporte, sendo que cada tipo alocado em contas separadas um com relação ao consumo em quantidade e outra em relação ao serviço de transporte. Em cartilha elaborada pela Abraceel (2019, p. 16) as principais vantagens de se migrar para o mercado livre são elencadas como segue:

Poder de escolha: O consumidor toma as decisões referentes à compra de energia, podendo escolher a fonte desejada, o período de contratação, eventuais flexibilidades e necessidades específicas e seus parceiros comerciais;

Competitividade: A permanente concorrência entre geradores e comercializadores pelo atendimento aos consumidores torna o mercado livre mais competitivo, reduzindo preços e promovendo aumento da eficiência, também estimula a inovação em relação aos produtos e serviços disponibilizados, dessa forma, o mercado livre possibilita uma diminuição nos gastos com eletricidade, torna os consumidores livres e especiais mais competitivos em seus respectivos ramos de atividade;

Flexibilidade: Todas as condições de contratação de energia são negociadas livremente entre o consumidor e o fornecedor, tais como preço, volume, prazo, fonte de geração, forma de reajuste e flexibilidades contratuais, entre outros aspectos, a negociação pode envolver, por exemplo, preços e quantidades diferentes conforme a época do ano;

Previsibilidade: Uma vez firmado o contrato, o consumidor consegue prever os custos de energia elétrica, os riscos associados a mudanças repentinas nas revisões de tarifas de energia não são percebidos pelos consumidores do mercado livre, pois os preços estão previamente definidos no horizonte do contrato, portanto, é muito importante que os consumidores do mercado livre considerem a possibilidade de fazer contratos de longo prazo. (ABRACEEL, 2019, p. 16)

2.2. Formação de preços de energia

A formação dos preços de energia no SEB é centralizada e está embasada em modelos computacionais que consideram a oferta e demanda de energia no médio prazo, curto prazo e programação diária. Dada a sua característica de composição, o modelo brasileiro é considerado hidrotérmico uma vez que a flexibilidade de despacho vem principalmente de fontes hidráulica e térmica.

Esses modelos compõem o custo marginal da operação que, por sua vez, também é base para a formação do preço *spot* de energia, o PLD. O PLD possui um preço teto e piso que correspondem a um preço máximo e mínimo, respectivamente. Esses limites são estabelecidos pela ANEEL uma vez ao ano. A definição do preço teto se dá pelo maior custo de geração da termelétrica participante do despacho e o preço piso se dá pelo custo de operação, manutenção e compensações financeiras pelo uso dos recursos hídricos das hidrelétricas. (QUEIROZ, 2010)

O Operador Nacional do Sistema (ONS) é responsável por otimizar a utilização dos recursos energéticos visando principalmente a segurança do suprimento de forma eficiente, com o menor custo possível. Conforme ilustrado na Figura 3, todos os dias, o ONS toma a decisão sobre o despacho das usinas, se é melhor armazenar água nos reservatórios com menor turbinamento de hidráulicas e maior acionamento de térmicas ou o inverso. O risco de ambas as decisões é verter água caso se decida armazenar demasiadamente, portanto gerando um desperdício de energia e consequente maior custo ou o risco de deplecionamento dos reservatórios e eventual falta de oferta que pode culminar em uma necessidade de racionamento. Para tal, o ONS conta com a uso de três modelos computacionais que norteiam a decisão da otimização e o preço do CMO: i) NEWAVE – rodadas mensais com horizonte de projeções de cinco anos; ii) DECOMP – rodadas semanais com horizonte de projeções de dois meses; iii) DESSEM – rodadas diárias com projeções de duas semanas e resolução horária. Esses modelos são desenvolvidos, mantidos e aprimorados pelo Centro de Pesquisa de Energia Elétrica – CEPEL. (DA ROSA, 2022)

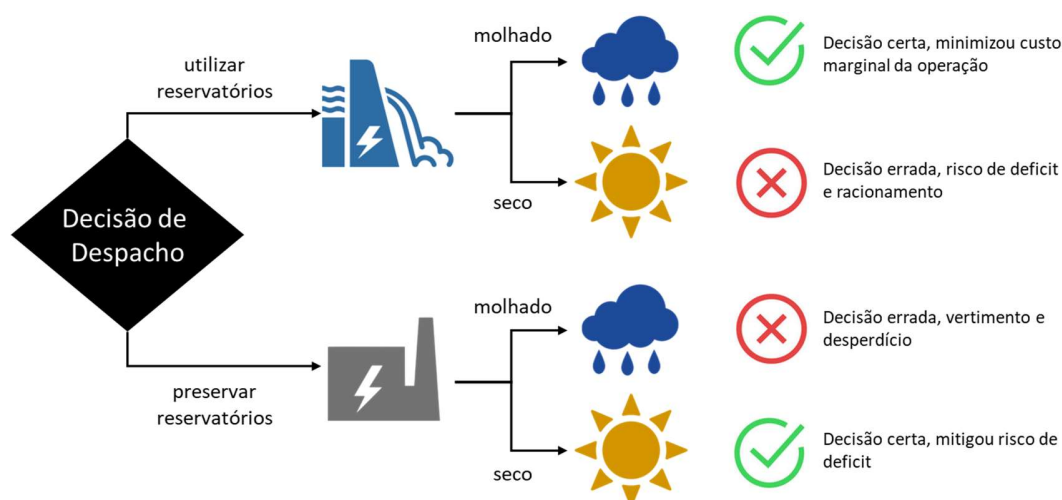


Figura 3 - o dilema do operador na otimização do despacho de energia

Fonte: elaboração própria a partir de ONS (2022)

Segundo Arfux (2004), são três os principais aspectos a se considerar na atribuição do valor da água em relação ao custo das térmicas: i) afluências futuras; ii) custo da complementação térmica e; iii) o custo de déficit por corte de carga. A seguir, são descritos a utilização e funcionamento de cada um dos modelos computacionais:

- a) **NEWAVE** - Para o planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de médio prazo (até 5 anos), é utilizado o modelo computacional Newave. Determina a estratégia de geração hidráulica e térmica em cada estágio que minimiza o valor esperado do custo de operação para todo o período de planejamento. Um dos principais resultados desse modelo são as funções de custo futuro, que traduzem para o modelo de curto prazo o impacto da utilização da água armazenada nos reservatórios. (CCEE, 2022b)
- b) **DECOMP** - O Decomp é o modelo computacional usado no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curto prazo - com horizonte utilizado oficialmente de 2 meses. O modelo Decomp fornece a Função de Custo Futuro, resultado da estratégia de solução do curto prazo, para o acoplamento com o modelo de curtíssimo prazo - Dessem. (CCEE, 2022b)

- c) DESSEM - O Dessem é um modelo computacional de aprimoramento usado no planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos de curtíssimo prazo, com um horizonte utilizado oficialmente de até 7 dias. O objetivo do Dessem é determinar o despacho de geração das usinas hidrelétricas e termelétrica que minimiza o custo de operação ao longo do período de planejamento, bem como o custo marginal de operação para cada período e por submercado, dado o conjunto mais detalhado das informações: previsões de carga, vazões, geração eólica, disponibilidades, limites de transmissão entre subsistemas, função de custo futuro do Decomp etc. Desde 1º de janeiro de 2021, os valores oficiais do PLD são calculados com base nos resultados da execução do modelo Dessem. (CCEE, 2022b)

Para da Rosa (2022), os modelos empregados para o cálculo do CMO e PLD buscam equilibrar o custo/ benefício dos recursos despacháveis considerando fatores como hidrologia, custos de combustíveis, disponibilidade dos ativos de geração e transmissão, demanda de energia, dentre outros.

2.3. Comercialização de energia no ACL

A comercialização de energia no ambiente de contratação livre se dá principalmente por agentes geradores, comercializadores e consumidores livres e consumidores especiais. As negociações não feitas de forma bilateral podendo ou não ter um intermediador. Como mencionado no item 2.1, não há regulação sobre os termos comerciais no ACL, uma vez que cada agente possui interesses opostos: geradores buscam vender a energia de seus ativos ao maior preço possível enquanto os consumidores buscam comprar energia ao menor custo possível. Contudo, considerando os fatores de formação de preço explicitados no item 2.2, há uma grande incerteza sobre os preços futuros. Quanto maior o horizonte de tempo, maior a incerteza e, portanto, maior a assimetria entre esses interesses. Dentro deste contexto que as comercializadoras atuam para trazer maior eficiência e liquidez ao mercado.

O principal intuito de se estabelecer um contrato de energia é mitigar a exposição ao risco da volatilidade dos preços de energia futuros. Portanto, geradores e consumidores buscam uma menor incerteza sobre suas receitas e custos futuros, respectivamente.

Segundo Abraceel (2022), até junho de 2022 o ACL apresenta as seguintes características:

- a) 10.218 consumidores livres e especiais que representam 36% da energia elétrica consumida no país;
- b) 469 comercializadoras registradas na CCEE;
- c) 64% da energia total transacionada, representando uma taxa de rotatividade de 3,8 vezes entre energia comercializada e consumida no ACL.
- d) 58% da geração de energia renovável é destinada ao ACL;
- e) 83% da geração de energia elétrica em construção destinada ao mercado livre;
- f) 80% da energia consumida pelas indústrias;
- g) 68% dos contratos no ACL são de longo prazo: maior que dois anos.

2.3.1. Registros e liquidação de contratos

As transações de compra e venda de energia devem ser registradas na CCEE a cada mês como forma de formalizar o contrato estabelecido entre as partes. Nesse sentido, é necessário que ambos, comprador e vendedor, sejam agentes devidamente cadastrados e autorizados para executar tal operação. Os contratos bilaterais formalizados entre as partes são instrumentos financeiros que representam e dão direitos de registros na CCEE. Portanto, a entrega física da energia não ocorre nesse ambiente de contratação e sim por meio de contratos de serviços do sistema. Os contratos de energia são a base para registro e cálculo da liquidação das diferenças. (CCEE, 2022b)

O contrato padrão de energia considera uma entrega *flat* de energia para todos os dias e horas de um determinado mês. No entanto, a liquidação de diferenças na CCEE se dá para cada dia e hora. Ou seja, geradores e consumidores dificilmente tem os mesmos volumes de geração e consumo em todos os dias e horas do mês. Por exemplo, uma usina solar não produz energia no horário da noite e um centro comercial consome mais energia em dias quentes. Com uma contratação padrão/ *flat* ambos os casos teriam excedentes (*long*) em determinados dias e horas e déficit (*short*) em outras. Esse procedimento acaba tornando o contrato de energia em um instrumento de proteção parcial.

As diferenças para cada horário desses volumes são liquidadas no mercado de curto prazo (MCP), ao PLD horário ou preço *spot*. Como descrito no item 2.2 deste trabalho, o PLD baseado no custo marginal de operação, mas limitado entre um preço mínimo (piso) e um preço máximo (teto). Os valores desses limites são definidos anualmente pela Aneel. Existem outros procedimentos que detalham as regras de registros, contabilização e liquidação na câmara de comercialização, os quais, para efeitos de simplificação não serão considerados nesse trabalho. (CCEE, 2022b)

O fechamento mensal do mercado é realizado de forma que todos os agentes de geração, comercialização, distribuição e clientes livres cadastram no SCL e no SCDE informações sobre suas gerações, consumos e contratos de compra e venda de energia. Estes dados são cruzados, e dessa forma, são identificados os agentes superavitários e deficitários em cada operação. Esta contabilização é realizada em intervalos de uma hora, sendo que a cada hora as diferenças entre geração, consumo e contratos são “liquidadas” (compradas/vendidas) valoradas ao PLD. A seguir uma formulação que expressa as relações:

$$(ca,h + ga,h - va,h - la,h) \cdot PLDh = La$$

Onde:

- a: agente;
- h: cada intervalo horário do mês;
- ca,h : volume de energia (MWh) comprada para cada agente a em cada intervalo h;
- ga,h : volume de energia (MWh) gerada por cada agente a em cada intervalo h;
- va,h : volume de energia (MWh) vendida por cada agente a em cada intervalo h;

- la,h : volume de energia (MWh) consumida (carga) por cada agente a em cada
- intervalo h ;
- $PLDh$: PLD (R\$/MWh) no intervalo h ;
- La : resultado da liquidação financeira para cada agente a .

(QUEIROZ, 2010 apud MUNHOZ, 2018, p. 24)

2.3.2. Centro de gravidade e submercados

O Sistema Integrado Nacional (SIN) ainda que integrado, como o nome diz, é na verdade composto por quatro submerjamos: i) Sul; ii) Sudeste/ Centro-Oeste (CO); iii) Nordeste e; iv) Norte. Segundo Silva (2001), a abordagem zonal foi aplicada ao modelo no Brasil onde se agrupa um conjunto de redes em uma determinada geografia com restrições de transporte pouco relevantes e segrega em um grupo de conjuntos onde há maior restrição de conexão em uma zona ou submercado. Para fins de simplificação da terminologia, este trabalho denominará o submercado Sudeste Centro-Oeste como Sudeste/ CO ou SE/CO.

Já o Centro de Gravidade é um ponto virtual do submercado e é definido por características de geração e consumo de uma determinada área na rede. A regulação no SEB aplica um rateio de perdas de transmissão de alta tensão na rede básica de 50% para os geradores e 50% para a carga. (QUEIROZ, 2010)

A determinação do submercado e centro de gravidade são especialmente importantes nos contratos de compra e venda de energia pois a partir dele serão determinados os critérios de liquidação. Ou seja, o excedente ou déficits contratuais descritos no item 2.3.1 levarão em conta o centro de gravidade e o PLD do referido submercado.

2.3.3. Lastro de energia

No processo de contabilização mensal, além de aplicar liquidação sobre o volume das diferenças entre requisitos e recursos, a CCEE também se verifica se há lastro para o agente em questão toda vez que esta diferença for negativa. O lastro de energia se dá pela média móvel média móvel de doze meses desta diferença, e há previsão de penalidades quando houver insuficiência de lastro de energia. (CCEE, 2022b)

Para Queiroz (2010), a obrigatoriedade de se compor o lastro de energia em uma média móvel de doze meses reduz o risco de insuficiência de contratos de energia e por consequência o inadimplemento⁴ junto a CCEE. Essa regra também inibe agentes de operarem de forma muito alavancada buscando contratos de maior prazo.

2.3.4. Contratos de *swaps* de energia elétrica

Souza (1999, apud QUEIROZ, 2010, p. 52) sintetiza a definição de um contrato de swap como um acordo privado entre duas empresas para trocas de fluxos de caixa numa data futura. Os contratos de *swaps* de energia elétrica se baseiam na troca de produtos: volumes, sazonalidades, períodos, entre outros e estão vinculados entre si. No entanto, diferentemente dos derivativos financeiros, os *swaps* de energia são caracterizados pela entrega física de ambos os contratos. Para que uma operação de *swap* de energia seja estabelecida é necessário que pelo menos duas partes tenham interesses opostos sobre um determinado risco ou incerteza. (MATTOS, 2008)

⁴ A liquidação financeira na CCEE ocorre de forma é multilateral. Isso significa que há diversos agentes em posição credora ou devedora. Quando um agente na posição devedora não cumpre com sua obrigação, todos os agentes credores terão seus créditos reduzidos proporcionalmente à obrigação não cumprida. (CCEE, 2022b)

Um *swap* muito comum na comercialização de energia é o de meses. Por exemplo, um agente “a” possui a necessidade de compra de energia futura para o mês de agosto e ao mesmo tempo tem excedente de energia para o mês de setembro, se encontrar um outro agente “b” interessado em vender-lhe o produto agosto e ao mesmo tempo comprar o produto setembro estabelece-se uma operação de *swap*. Neste exemplo, o *swap* é comumente precificado com um preço na operação do mês de agosto e outro preço no mês de setembro, mas também poderia ser precificado por um prêmio que pode ser um acréscimo (prêmio) ou redução (desconto) sobre o preço indicativo do *swap* a depender do preço dos referidos produtos. Por exemplo, se setembro e outubro do ano qualquer custam 100 R\$/MWh e 90 R\$/MWh, respectivamente, pode-se comprar e vender o *swap* nos preços estabelecidos em um contrato único de compra e venda ou se estabelecer um prêmio de 10 R\$/MWh para setembro.

Para Bartlett (2019), geradoras de energia têm interesse em fixar preços de energia para o futuro e por isso procuram estabelecer contratos de *swap* de energia que transfiram o risco de preços futuros por um prêmio determinado. O Autor ainda complementa que as comercializadoras de energia têm um papel importante em disponibilizar ou dar liquidez a tal produto.

Um outro tipo de *swap* pode visar à mitigação da sazonalidade ou modulação horária da geração de uma geradora. O principal objetivo neste caso é fixar volumes de forma linear ou flat a fim de tornar a entrega de energia em um produto viável para um consumidor final. O prêmio deve ser baseado em expectativas de preços de mercado, expectativas de volumes de geração e ineficiências acordadas, como disponibilidade, desempenho e perdas elétricas. (EBERHARDT e BROZYNSKI, 2017)

2.4. Plano decenal de energia

Como introduzido no item 2.1.1, a EPE é a instituição responsável pela elaboração do Plano Decenal de Energia – PDE. O último PDE publicado foi em abril de 2022 e tem um horizonte até o ano de 2031. Como descreve EPE (2022a), “A partir das definições das diretrizes de política energética, se desenvolvem os estudos e as pesquisas que irão efetivamente nortear o desenvolvimento do setor energético”. Ou seja, os estudos e planos de longo prazo encontrados no PDE 2031 são subsídios para o desenvolvimento de infraestrutura futura a ser fomentado pelo governo. É como se um setor inteiro tivesse um direcionamento para onde irá caminhar nos próximos dez anos em termos de infraestrutura, tecnologia e preços.

Uma consideração importante a fazer quando se olha o PDE é ter em mente que se trata de uma estimativa de futuro e não um compromisso. Não há nenhum caráter vinculante entre as premissas e resultados de PDE em relação as tomadas de decisão efetivas no campo regulatório ou governo. Como a própria EPE (2022a) menciona, elas norteiam e não definem.

O PDE é elaborado tendo como referência o PET/PELP e os projetos de geração são considerados em um ordenamento temporal por mérito econômico. Fontes como hidrelétricas, termelétricas, eólicas, solar, importação, dentre outras além da expansão da rede básica de transmissão e a demanda são os fatores chave para este ordenamento. O PDE também realiza estudos de mercado, eletroenergéticos além de avaliações ambientais requisitados para a formulação do plano de expansão do sistema por um período de dez anos. De forma resumida, apresentam-se as principais premissas macroeconômicas e de mercado utilizadas no PDE 2031.

Devido a diferenças de premissas, a comparação dos quantitativos indicados no Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) com os montantes apresentados no relatório Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) deve ser efetuada com cautela, podendo inclusive acarretar conclusões imprecisas.

De forma geral, o PDE envolve investimentos muito mais elevados que o PET/PELP. Sobre essa questão, salienta-se que o escopo de obras do PDE é maior que o PET/PELP, abrangendo ainda obras já autorizadas e licitadas. Por outro lado, o PET/PELP compreende obras em DITs e também obras que transcendem o horizonte de dez anos do PDE. (EPE, 2022b. p. 134)

O PDE 2031 trouxe um foco destacado nas questões climáticas tendo em vista o anúncio do país com relação as metas na Contribuição Nacionalmente Determinada (NDC), cujo as cifras foram revisadas para uma redução de 37% até 2025 e 50% até 2030, todas com base nas emissões de 2005 (EPE, 2022b)

[...] PDE se consolida como instrumento da Política Nacional sobre Mudança do Clima, visto que é o Plano Setorial de Mitigação e Adaptação às Mudanças Climáticas. [...] permite afirmar que o cenário do PDE está alinhado com a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC) e com os compromissos internacionais assumidos pelo Brasil no Acordo de Paris.

[...] Considerando o potencial brasileiro para produção de energia elétrica e combustíveis a partir de fontes renováveis, a principal estratégia do setor para mitigação das emissões de gases do efeito estufa é justamente manter elevada a participação dessas fontes na matriz, mantendo o destaque do Brasil na produção de energia com baixas emissões. (EPE, 2022b p. 20)

Por fim, o documento redundava em uma projeção de matriz energética dentro de uma contextualização de transição para fontes cada vez mais renováveis, sobretudo a fonte de tecnologia solar fotovoltaica responsável por 51% da expansão total da capacidade instalada.

2.5.

A “curva do pato”

A inserção massiva de energia solar em diferentes regiões e países no mundo vem produzindo um novo problema para os operadores da rede elétrica e vem sendo chamado de "curva do pato". O pico de produção solar ocorre por volta do meio-dia, quando a demanda de eletricidade é frequentemente inferior. Como resultado, a produção de energia é maior do que se precisa. No entanto, no início do período noturno a demanda de energia aumenta, enquanto a geração de energia solar cai. Essa discrepância resulta em uma curva de demanda líquida (demanda menos geração

inflexível) com um formato semelhante ao desenho de um pato. A semelhança ao desenho se acentua a cada ano, à medida que mais capacidade solar é adicionada.

Como descrito no item 2.4, o planejamento da matriz elétrica no longo prazo e o desenvolvimento de tecnologias adequadas passa por uma série de avaliações que vão desde a viabilidade econômica de cada tecnologia até os aspectos de segurança, políticos e socioambientais. A seleção por viabilidade econômica se dá pela análise de competitividade da tecnologia pelo seu custo nivelado pela geração média esperada (*Levelized Cost of Electricity* – LCOE). No entanto, algumas pesquisas vêm questionando essa abordagem para comparar fontes flexíveis e inflexíveis. A inserção em grande escala das fontes renováveis inflexíveis e intermitentes adiciona incertezas e riscos para a operação do sistema. (BROWN, 2016; KRIETEMEYER *et al.*, 2021; SHEHA *et al.*, 2020). Para Denholm *et al.* (2014), a decisão sobre os investimentos em nova capacidade para atender aos picos de demanda pode ser adiada em virtude da expansão da geração solar fotovoltaica.

Apesar de ter sido implementado somente no ano de 2021, o PLD horário é medido e disponibilizado pela CCEE desde 2018. Na Figura 4, considera-se a média do preço horário para cada trimestre desde 2018. Ainda não é possível observar o fenômeno da curva pato no mercado elétrico Brasileiro, no entanto a penetração da fonte solar ainda é pequena a previsão de entrada massiva é esperada nos próximos dez anos, como indicado no item 2.4. Portanto, para avaliar se esse efeito será relevante no SEB, este trabalho simulará os preços horários futuros com premissas do PDE 2031 e outras sensibilidades a fim de observar se esse efeito estaria presente ou não.

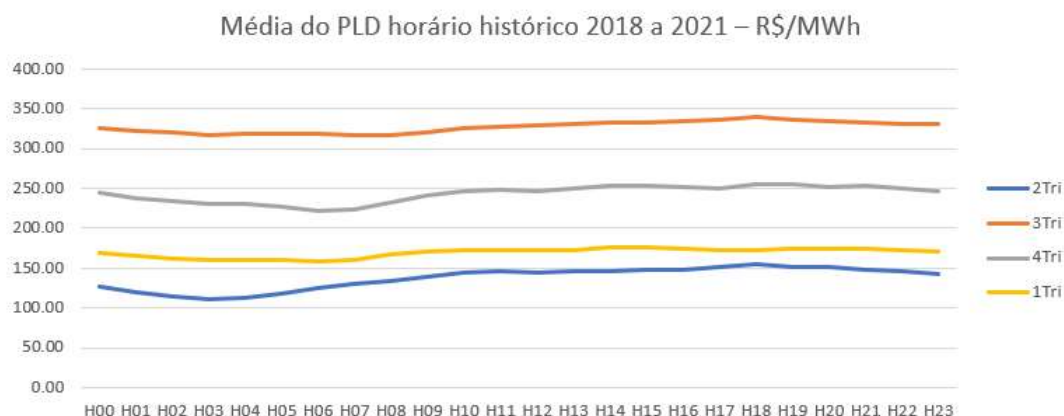


Figura 4 - PLD horário histórico, desde 2018
 Fonte: elaboração própria com dados da CCEE (2022)

De Castro *et al.* (2018) fazem um contraponto sobre a abrangência limitada dos modelos de projeção de preços de longo prazo adotados pelo governo ao afirmar que estes “[...] não reproduzem a operação em discretização⁵ horária. Esta limitação dificulta a representação adequada da geração fotovoltaica distribuída, a qual varia ao longo do dia.” (DE CASTRO *et al.*, 2018, p. 19)

Outro fator que se deve levar em consideração é o fato de que algumas fontes renováveis, em especial a solar, são altamente escalonáveis permitindo grande penetração em redes distribuídas. Isso traz um certo conflito com o modelo atual de regulação e operação do sistema, uma vez que a decisão de investimento se torna descentralizada (ex. qualquer consumidor que instale um sistema de painéis em sua propriedade), mas o planejamento e operação do sistema ainda são centralizados.

Para maior confiabilidade e segurança no suprimento de energia é fundamental ter maior flexibilidade na demanda líquida. Originalmente identificada pelo operador do sistema elétrico do estado da Califórnia (CAISO), a curva do pato é formada a partir da inserção massiva da geração com fonte solar, gerando um impacto relevante no valor marginal da energia ao longo do tempo, como ilustra a Figura 5 (LOUTAN, 2015).

⁵ Preços de energia em resolução horária.

De Castro *et al.* (2018) afirmam que a geração solar distribuída deve ser considerada como um recurso extra, sem aumentar confiabilidade do sistema.

A indústria de geração renovável de uma forma geral incluindo pesquisadores e estudos especializados focam na externalização somente dos benefícios da introdução destas tecnologias dado o apelo sedutor do tema à agenda de transformação energética e redução emissões. No entanto, poucos são os que alertam para os impactos nos custos marginais da otimização da operação. (BROWN, 2016; KRIETEMEYER *et al.*, 2021; OLCZAK *et al.*, 2021).

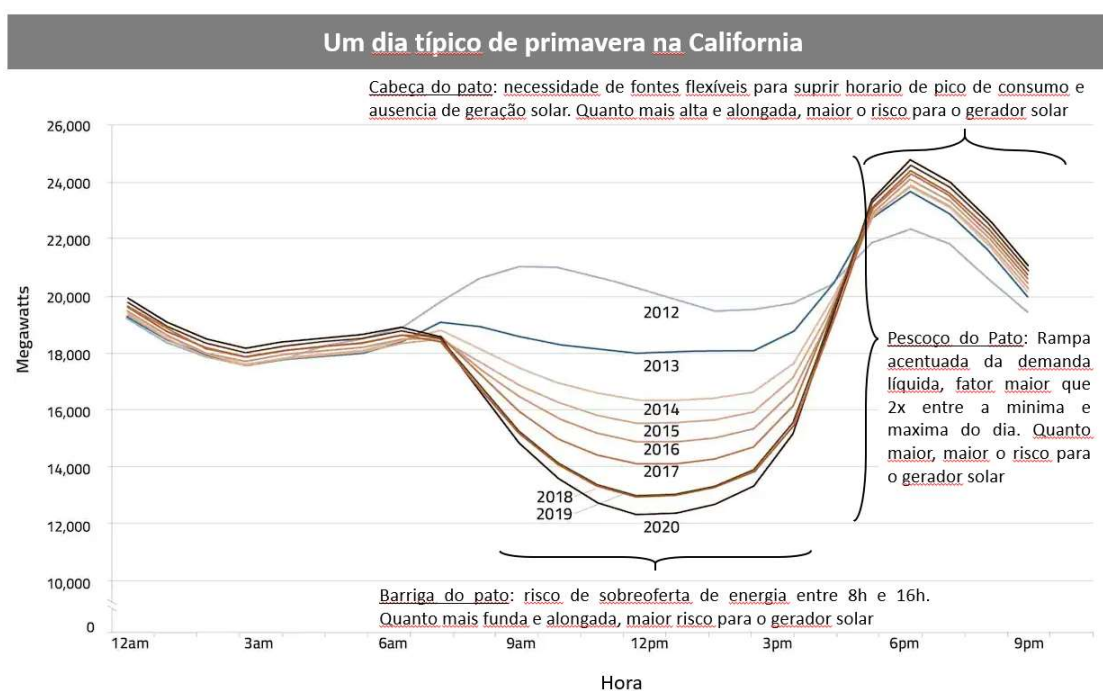


Figura 5 - Curva do pato em um dia típico de primavera na Califórnia
Fonte: Loutan (2015, p. 2, tradução nossa.)

Para Paixão e Abaide (2021), esta figura da “Curva do Pato” originada pelo CAISO, redundando em dois grandes desafios: o risco de geração excessiva no período do dia quando a carga líquida é reduzida significativamente fazendo com que o operador do sistema tenha que desligar usinas de baixa flexibilidade do sistema e o segundo é que a rápida subida da carga líquida que torna necessário o uso de usinas flexíveis ou de armazenamento para suprir a falta de geração solar no início do período noturno.

A inserção acelerada da fonte solar provoca uma remodelação sobre futuro das redes de energia. As fontes flexíveis com carga na base como carvão e gás estão sendo substituídas por tecnologias intermitentes e inflexíveis. A "curva do pato" ilustra o problema que vem do aumento da penetração solar, onde o desenvolvimento de novas capacidade de fonte térmica a gás natural é necessária para garantir o suprimento durante os picos de carga em determinados horários de um dia. Este problema ameaça a estabilidade e segurança do suprimento de energia. (DE CASTRO *et al*, 2018; SHEHA *et al*, 2020; OLCZAK *et al*, 2021)

*Nos últimos anos, houve um imenso aumento no uso de energia solar para a produção de eletricidade. Embora a geração renovável reduza as emissões de carbono e melhore a qualidade do ar, os operadores da rede elétrica enfrentam desafios operacionais com alta penetração solar. A principal delas está relacionada ao desequilíbrio entre o pico da demanda de energia elétrica e a produção de energia renovável durante as tardes, resultando na questão da "curva do pato". À medida que a diferença entre o pico de demanda e a produção de não renováveis aumenta, os operadores de sistemas de energia precisam aumentar sua capacidade de produção, o que leva a perdas financeiras. À medida que a parcela de energia solar renovável aumenta, espera-se que as "curvas de pato" sejam mais problemáticas. (JOVANOVIC *et al.*, 2020. p. 1, tradução nossa)*

A expansão de instalação de sistemas solares fotovoltaicos nos lares da Austrália vem influenciando de forma significativa o mercado de energia e a operação do sistema elétrico naquele país. A queda no custo de instalação, disponibilidade, oferta de serviços e incentivos por medidas governamentais e ambientais vem acelerando esse fenômeno. (WILKINSON *et al.*, 2021). Os efeitos nos preços de energia têm sido avassaladores, sobretudo nas horas com maior irradiação onde se percebe preços próximo a zero. No entanto, esse efeito provoca uma grande ineficiência do uso das redes de distribuição fazendo com que os custos de operação se tornem maiores. Há

de se pensar em soluções além de tecnológicas, como políticas regulatórias que priorizem a estabilidade e segurança da rede e não somente o custo marginal de expansão. (DE CASTRO *et al.*, 2019; KALAIR *et al.*, 2021; KRIETEMEYER *et al.*, 2021; WILKINSON *et al.*, 2021)

A produção de energia solar é concentrada durante o dia enquanto demanda de energia atinge seu pico nas três ou quatro horas que sucedem o pôr do sol. A “curva do pato” se forma a partir da combinação destas duas características que vêm se acelerando em razão da construção massiva de novas unidades de geração solar. Os operadores de sistema ainda não apresentaram uma solução eficaz além de sugerir mais capacidade de geração térmica com combustível fóssil para normalizar este efeito. No entanto, essa solução tradicional se torna cada vez menos viável uma vez que mais nações em todo o globo assumem compromissos de redução de CO₂. Vale lembrar que 90% as emissões de dióxido de carbono em todo o mundo vêm da combustão de combustíveis fósseis. (KALAIR *et al.*, 2021; KRIETEMEYER *et al.*, 2021) “A curva do pato expôs o lado sombrio da geração solar necessitando uma solução intelectual” (KALAIR *et al.*, 2021 p. 2)

O investidor típico em geração renovável tem baixo apetite a riscos de mercado. O negócio principal se dá em uma expectativa de fluxo de caixa futuros com baixa volatilidade e incerteza. Portanto, estar exposto a um risco de assimetrias de preços horários com o advento da “curva do pato”, com baixos preços nas horas do dia e altos preços no período noturno, reduziria a atratividade de um projeto desta natureza. Para não ter que incorrer em maiores investimentos em tecnologias emergentes como baterias, entre outros, o mercado de comercialização de energia pode oferecer a estes empreendimentos uma solução contratual eficiente e simplificada tomando para si o risco da curva em troca de um prêmio de risco viável. Essa solução mercadológica, sem dependência tecnológica, logística, regulatória entre outros, é estabelecida através de contratos de *swap* de energia que contribuiria para manter a fonte solar fotovoltaica como um propulsor de investimentos e capacidade no país.

2.6. Estratégia competitiva

Conceitualmente, a elaboração da estratégia passa por uma avaliação sobre as vantagens competitivas. As organizações podem desenvolver capacidades e competências que lhes dão vantagens competitivas em diferentes frentes ou escolhas: qualidade, confiabilidade, prazo, entrega, preço, flexibilidade, entre outros. A vantagem competitiva se dá pela diferenciação em um ou mais destes fatores (BARNEY & HESTERLY, 2017; FLEISHER & BENSOUSSAN, 2003)

Não se pode prever 100% das ações dos competidores, mas não é necessário prever com esta precisão para assumir potencial retaliação ou reposicionamento dos competidores (GILAD, 2009). O modelo de cinco forças é provavelmente a abordagem mais bem consolidada para identificar a atratividade de uma indústria. Neste modelo, Porter apresenta as pressões e oportunidades exercidas por cinco grandes forças:

- Poder de barganha dos fornecedores – analisa o quanto um fornecedor tem controle sobre os preços de seus produtos/ serviços, o que, por sua vez, reduz o poder de barganha comprador. Também avalia o número de fornecedores de matérias-primas e outros recursos disponíveis. Quanto menos fornecedores houver, maior poder de barganha eles terão. As empresas estão em uma posição melhor quando os fornecedores são muitos e fragmentados;
- Ameaça de novos entrantes – esta força considera o quão simples ou complexo é para quem novos competidores ingressem no mercado. Quanto mais fácil for para entrar e competir, maior é o risco de perda de parcela de mercado de uma empresa já estabelecida. Como forma de se avaliar o grau de ameaça de novos entrantes, avaliam-se as barreiras à entrada. Essas barreiras podem ser compostas por diferentes tipos, como por exemplo: vantagens absolutas de custo, acesso a insumos, economias de escala e forte identidade de marca, concessões e direitos contratuais de exploração, acesso às fontes de financiamento, entre outros.

- Rivalidade entre competidores existentes – avalia a intensidade da concorrência no mercado. Considera a concentração de mercado e como os competidores exercem sua influência ao mercado. A rivalidade é considerada alta quando há alta concentração de mercado, quando a indústria está crescendo e quando os consumidores podem facilmente mudar para a oferta de um concorrente;
- Ameaça de produtos/ serviços substitutos – Essa força analisa se os consumidores podem trocar um produto ou serviço para outro diferente, mas que ofereça uma solução viável. A ameaça de substitutos é informada pelos custos de mudança, tanto imediatos como a longo prazo, bem como pela inclinação dos consumidores para a mudança. A ameaça de substitutos é comumente motivada por: avanços tecnológicos, alterações legais e regulatórias, mudanças climáticas e sociais, alteração no comportamento do consumidor, entre outros.
- Poder de barganha de compradores – semelhante aos fornecedores, o poder de barganha dos compradores é maior quando há poucos e com grande concentração da demanda. Por outro lado, o poder de compra é baixo quando os consumidores quando há diferenciação no produto e quando há alto custo de troca de fornecedor.

(FLEISHER & BENSOUSSAN, 2003; GILAD 2009; HITT *et al.*, 2008;).

O modelo representado na Figura 6 auxilia compreender como as diferentes forças atuam sobre cada negócio, se tornando útil para elaborar uma estratégia de posicionamento de produtos e serviços no mercado alvo. (GILAD, 2009).

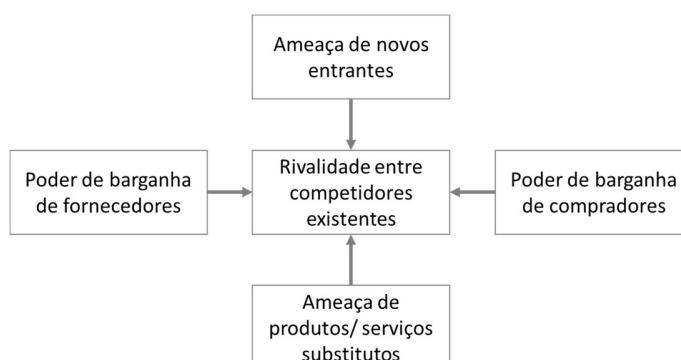


Figura 6 - Cinco forças de Porter
 Fonte: Porter (1989, p. 4)

Porter (1989), apresenta quatro estratégias genéricas como forma de se posicionar em vantagem competitiva frente a tais forças, resumidas na Figura 7:

- i. Liderança em custo – a empresa se propõe a se tornar a produtora de baixo custo em sua indústria. As fontes de custo são variadas e dependem da estrutura da indústria. Eles podem incluir a busca de economias de escala, tecnologia proprietária, acesso preferencial a matérias-primas e outros fatores. Um produtor de baixo custo deve encontrar e explorar todas as fontes de vantagem de custo. Se uma empresa pode alcançar e sustentar a liderança geral de custos, então será um desempenho acima da média em sua indústria, desde que possa sustentar preços perto ou perto da média do setor.
- ii. Diferenciação – a empresa busca ser única em seu setor ao longo de algumas dimensões que são amplamente valorizadas pelos compradores. Ele seleciona um ou mais atributos que muitos compradores de uma indústria percebem como importantes, e se posiciona exclusivamente para atender a essas necessidades. Ele é recompensado por sua singularidade com preço acima da média de mercado.

iii. Enfoque – se baseia na escolha de um escopo competitivo estreito dentro de uma indústria. Nesta escolha, a empresa seleciona um segmento ou grupo de segmentos da indústria e adapta sua estratégia para servi-los à exclusão de outros. A estratégia de enfoque tem duas variantes: (a) enfoque em custos, quando uma empresa busca uma vantagem de custo em seu segmento-alvo, e (b) enfoque em diferenciação quando se busca diferenciação dentro do seu segmento-alvo. O foco de custo explora diferenças no comportamento de custos em alguns segmentos, enquanto o foco de diferenciação explora as necessidades especiais dos compradores em determinados segmentos.

		VANTAGEM COMPETITIVA	
		Baixo custo	Alta diferenciação
ENFOQUE COMPETITIVO	amplo	Liderança em Custo	Diferenciação
	estreito	Enfoque em custo	Enfoque em diferenciação

Figura 7 - Estratégias Genéricas de Porter
Fonte: Porter (1989, p. 10)

Para Hitt *et al.* (2008), há quatro critérios que fundamentam uma vantagem competitiva sustentável, capacidades valiosas, raras, de alto custo para serem imitadas e as capacidades não substituíveis. As operações de swap também podem ser utilizadas por empresas para se apropriarem de vantagens comparativas (MARINS, 2004). “Só se obtém uma vantagem competitiva quando os concorrentes não conseguem imitar os benefícios da estratégia de uma empresa ou quando lhes faltam os recursos para tentar fazê-lo”. (HITT *et al.*, 2008, p.79).

2.7.

Enfoque em diferenciação para ofertar *swap* de geração solar

A estratégia de diferenciação visa principalmente obter vantagem competitiva aumentando o valor percebido pelo cliente em relação aos atributos oferecidos pelos competidores. Duas maneiras de se introduzir a diferenciação são: agregando complexidade e tempestividade no lançamento, buscando pioneirismo. (BARNEY & HESTERLY, 2017). “[...] quando um produto físico não pode ser facilmente diferenciado, a chave para seu sucesso competitivo pode estar na adição de serviços [...]” (KOTLER & KELLER, 2018, p. 406).

Para o estudo em questão, ainda que se trate de uma commodity a diferenciação pode ser dar principalmente nos serviços e na flexibilidade da entrega de energia elétrica. Ao oferecer swaps de curva de geração, as comercializadoras tornam possível a alocação do risco de mercado da liquidação horária a terceiros. Geradoras de fonte solar podem então utilizar este instrumento de forma complementar à estratégia do seu negócio. Para Hull (1998) e Silva Neto (2002), a contratação de swaps pode ser utilizada como proteção ao descasamento entre posições assumidas e seus vencimentos, troca de fluxo financeiro entre posições e mitigação de exposições. Geradores de energia e consumidores tem baixo apetite a variações de consumo ou produção de energia. Portanto, um posicionamento possível para comercializadoras é a estratégia de enfoque por diferenciação, onde estas passam a oferecer não somente um produto customizado, mas também a um segmento muito especializado. “[...] uma maneira menos óbvia, mas ainda importante, pela qual uma empresa pode tentar diferenciar seus produtos é associar diferentes funções [...]” (BARNEY & HESTERLY, 2017, p.141)

Para Schuch (2000) o comportamento do consumidor livre de energia elétrica depende em parte da evolução da economia, que independe de decisões da empresa e através de um laço de realimentação entre a evolução da demanda e decisões gerenciais. Por se tratar de uma commodity de baixa diferenciação no produto, a decisão fica majoritariamente embasada no preço. “[...] concorrência de commodity: produto com pequenas variações de preço e qualidade faz com que consumidores

escolham fornecedor de melhor reputação;” (KOTLER 1998, apud SHCUCH, 2000, p. 83)

Segundo Florezi (2009), o processo de desverticalização proporcionou um mercado livre de energia no Brasil muito competitivo onde os agentes no Ambiente de Contratação Livre (ACL) dispõe principalmente de duas alternativas preço e risco. “[...] podemos afirmar que a energia elétrica passa a ser uma mercadoria a ser comprada em um mercado, da mesma forma que se adquire qualquer outro insumo de produção”. (FLOREZI, 2009, p. 45)

Segundo Kotler e Keller (2018), os principais diferenciadores de serviço são: i. facilidade de pedido, que no caso de um swap de energia elétrica pode-se entender como liquidez; 2. entrega ou capacidade de cumprimento com os termos do swap; 3. instalação ou disponibilidade e operacionalização do swap; 4. treinamento ao cliente ou a acessibilidade de se explicar os fundamentos do swap; 5. orientação ao cliente ou capacidade de elucidar a real utilidade do swap e os riscos mitigados pelo instrumento; 6. manutenção e reparo ou possibilidade de ser estender ou flexibilizar o swap. Para Hull (1998), em geral as empresas não contratam swaps diretamente, mas procuram agentes intermediários para realizar as operações.

O ditado popular que a necessidade é a mãe da inovação é bem provável que também se aplique ao produto analisado neste trabalho. Gilad (2009), descreve que a inovação contínua é uma necessidade constante para se manter vantagem competitiva e empresas que não são capazes de inovar ficam vulneráveis as mudanças das necessidades e, como consequência, seus produtos e serviços se tornam obsoletos. Para Fleisher & Bensoussan (2003), o sucesso de um novo produto está geralmente concentrado na inovação incremental, adaptando ou agregando variações de um produto ou solução existente para uma necessidade emergente.

Finalmente, a oferta de um swap de energia com modulação horária não só se trata de um produto inovador e pioneiro como também pode ser considerado um produto complementar. “Produtos complementares representam um tipo de interrelação entre indústrias, e levantam questões importantes para o escopo competitivo de uma empresa.” (PORTER, 1989, p. 385). Uma comercializadora ao se

capacitar suficientemente para oferecer um swap de modulação horária frente a uma incerteza de longo prazo poderá se beneficiar da vantagem estratégica de controle de produtos complementares.

2.8.

Conceito da análise PESTEL

A análise PESTEL é uma ferramenta de análise estratégica, sigla para os segmentos definidos do macroambiente: P para "político", E para "econômico", S para "social", T para "tecnologia", E para "ecologia" e L para "legal". A segmentação da análise PESTEL permite um diagnóstico estruturado do macroambiente em que a empresa atua e sobre quais aspectos desse ambiente corroboram para identificar ameaças e oportunidades de criar competitividade no mercado (BARNEY & HESTERLY, 2017).

Estudos científicos sobre a análise macro de diversos setores do mercado brasileiro tem sido desenvolvidos recentemente, seja em bancos, varejo, automotivo ou energia, para identificar possíveis oportunidades e ameaças à sua competitividade, utilizando métodos estratégicos de análise, como o quadro PESTEL. A necessidade de desenvolver estratégias mais profundas requer avaliações de todos os ambientes organizacionais. Assim, para a análise do Macroambiente, o quadro PESTEL é o mais utilizado em estudos estratégicos. Esta ferramenta considera os principais segmentos do macroambiente, e seus princípios são flexibilidade, profundidade, dinamismo e integralidade do processo analítico. (DE SOUSA & CASTAÑEDA-AYARZA, 2022)

Para Molamohamadi & Talaei (2022) a matriz SWOT é utilizada para definir os fatores positivos e negativos das energias renováveis de um sistema ou país, mas raramente se concentrou na análise PEST/PESTEL (fatores políticos, econômicos, socioeconômicos e tecnológicos) e na avaliação de fatores internos-externos, e negligenciou encontrar as estratégias adequadas para o sistema. A aplicação do modelo PESTEL pode ser baseada ou em conjunto com a matriz SWOT segregando a os fatores avaliação. (DAMASCENO & ABREU, 2018).

É importante ressaltar que o quadro PESTEL não avalia estratégias corporativas, competitivas ou industriais. Esta ferramenta de análise permite que o tomador de decisão identifique oportunidades e ameaças às suas ações estratégicas pretendidas. O macroambiente é amplo, diverso e influencia constantemente setores econômicos, sejam nacionais ou globais. (HITT, *et al.*, 2008)

De forma a sintetizar cada um dos aspectos da análise PESTEL é importante considerar:

- **P**olítico – análise de políticas públicas que influenciam a empresa e seu ambiente, projetos de leis, audiências públicas, agenda setorial e de associações de classe;
- **E**conômico – situação do mercado, os preços, as taxas de juros e índices econômico;
- **S**ocial – questões demografia, renda, classe econômica, comportamentos, cultura, condições de trabalho, sistema de saúde entre outros;
- **T**ecnologia – nível de maturidade do ciclo de vida e desenvolvimento tecnológico, penetração, escala, tendências, substitutos e obsolescência;
- **E**cologia – políticas ambientais, mudanças climáticas, protocolos de descarbonização, necessidade de compensações;
- **L**egal – arcabouço jurídico-regulatório, patentes, regulamentos de proteção de dados ou outras regulamentações destinadas a um setor estudado. (BARNEY & HESTERLY, 2017; HITT, *et al.*, 2008; FLEISHER & BENSOUSSAN, 2003)

A partir da avaliação dos resultados obtidos pelas matrizes interna e externa podem ser combinados para orientar resultados e conclusões. Molamohamadi & Talaei (2022)

2.9. Modelagem conceitual

Por fim, de forma a melhor concatenar a sequência de análises a serem executadas na simulação, a Figura 8 ilustra as principais etapas do processo, em que:

- a) **Variáveis Macro** – premissas do ambiente macro, principalmente no que tange ao crescimento do PIB, política de segurança energética, contratos leis e premissas tecnológicas. A fonte de informação de tais premissas para os dois cenários em análise é o PDE 2031. Os detalhes das premissas serão discriminados no capítulo a seguir neste documento. Para um potencial terceiro cenário também se apurou opiniões de especialistas no mercado para eventual revisão das premissas contidas no PDE 2031.
- b) **Variáveis Operacionais** – basicamente premissas de meteorologia que formam a base vazões para produção de energia elétrica e premissas de mercado de comercialização de energia, regulação, liquidez, entre outros.
- c) **Variação de preços horários** – resultado das simulações de preço no modelo a ser utilizado. A configuração ou não da “curva do pato” depende diretamente das premissas anteriores.
- d) **Estratégia de preços de swaps** – estratégia preços derivada dos fluxos de liquidação de preços spot que podem configurar um prêmio ou desconto dependendo se o fluxo for negativo ou positivo, respectivamente.

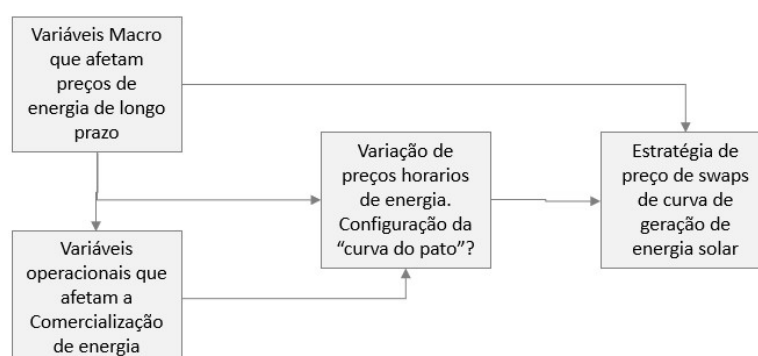


Figura 8 - Modelo conceitual da simulação de preços

Fonte: Elaboração própria

2.9.1. Perfil dos compradores

Como mencionado na introdução, os principais interessados em “comprar” um *swap* de curva de geração de energia solar são os próprios geradores desta fonte. Esta operação oferece um modo contratual e simples de se alocar o risco individual de hidrologia desfavorável e o risco sistêmico como a efetivação do fenômeno da “curva do pato” a um agente terceiro. A demanda de usinas solares em relação a esse tipo de instrumento depende principalmente da visão do acionista sobre os riscos de mercado em relação ao preço horário e o seu nível de apetite a risco. Considerando esses fatores, esse trabalho também propõe a segregação do perfil dos acionistas de usinas solar em quatro tipos, como ilustra a Figura 9.

O desenho conceitual destes quatro perfis foi elaborado com base na experiência do autor e validada durante as entrevistas com especialistas do SEB. Para o entrevistado Carneiro, esses quatro perfis podem ser as tipificações básicas de um gerador solar inserido no setor elétrico brasileiro. O entrevistado Hochstetler afirma que essa tipificação está aderente e que o eixo de apetite a risco tem uma correlação com o preço. Tendo esses elementos em consideração, a percepção resultante sobre a interesse em um *swap* de cada um dos perfis traçados para o comprador foi de que os conservadores teriam média a alta probabilidade de aquisição, os perfis corajoso e equilibrado teriam baixa a média probabilidade de aquisição e o perfil confiante teria baixa probabilidade de interesse no produto. A partir dessas percepções, este trabalho assumiu 50% para representação quantitativa de probabilidade média a alta, 25% para probabilidade baixa a média e 0% para a probabilidade baixa, como se vê na Figura 9.

Também como premissa deste trabalho, assume-se uma distribuição dos compradores de swaps de geração solar de forma igualitária entre os quatro perfis apresentados, ou seja, cada perfil concentra um quarto dos geradores de energia de fonte solar fotovoltaica. Assim como a premissa do percentual de probabilidade de intenção de compra atribuído a cada perfil, a distribuição uniforme deste público-alvo também foi validada como uma premissa aceitável durante as entrevistas com especialistas.

- Conservador: acredita que o efeito da “curva do pato” é uma ameaça real e tem pouco apetite a risco no negócio. Este seria o perfil mais inclinado a mitigar riscos. Para efeitos desse estudo assume-se que $\frac{1}{4}$ da capacidade solar fotovoltaica centralizada é formada por operadores e/ou acionistas com esse perfil e estes considerariam mitigar pelo menos 50% do risco de mercado da “curva do pato” através de swaps;
- Equilibrado: não acredita que o efeito da “curva do pato” tenha um efeito relevante em seu negócio. No entanto, é avesso a risco e tende a fragmentar suas exposições de gestão de portfólio. Para este perfil se assume uma cobertura parcial como forma não “apostar” 100% de sua estratégia de fluxo de caixa em uma única premissa. Para efeitos desse estudo assume-se que $\frac{1}{4}$ da capacidade solar fotovoltaica centralizada é formada por operadores e/ou acionistas com esse perfil e estes considerariam mitigar pelo menos 25% do risco de mercado da “curva do pato” através de swaps;
- Corajoso: acredita que o efeito da “curva do pato” tenha um efeito relevante em seu negócio, porém se sente confortável em assumir riscos inerentes do negócio. Para este perfil se assume uma cobertura parcial como forma reduzir, mas não eliminar tal exposição ao risco de mercado. Para efeitos desse estudo assume-se que $\frac{1}{4}$ da capacidade solar fotovoltaica centralizada é formada por operadores e/ou acionistas com esse perfil e estes considerariam mitigar pelo menos 25% do risco de mercado da “curva do pato” através de swaps;
- Confiante: não acredita que o efeito da “curva do pato” possa oferecer uma ameaça relevante em seu negócio, além disso, se sente confortável em assumir riscos inerentes do negócio. Assume-se que este perfil não estaria interessado em recorrer a soluções de mercado (*swaps*) para terceirizar seus riscos de mercado. Para efeitos desse estudo assume-se que $\frac{1}{4}$ da capacidade solar fotovoltaica centralizada é formada por operadores e/ou acionistas com esse perfil.

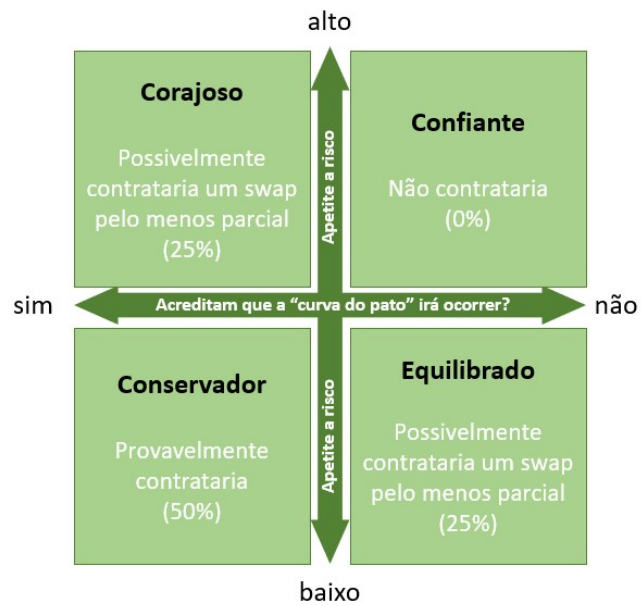


Figura 9 - perfis de acionistas e/ ou operadores de usinas solar fotovoltaica
Fonte: Elaboração própria a partir das entrevistas com especialistas.

3 Metodologia

A análise desenvolvida por este trabalho tem por base pesquisas tanto quantitativas quanto qualitativas. A pesquisa quantitativa realizada, teve como principal fonte dados de expansão do SEB contidos no PDE 2031, literatura relacionada ao fenômeno da “curva do pato” em outros mercados e países, séries históricas de vazões hidrológicas que foram simuladas em um modelo de otimização a fim de se obter preços horários de longo prazo de energia. A pesquisa qualitativa teve com principal fonte entrevistas com especialistas do SEB onde se buscou explorar principalmente os aspectos da indústria e análise PESTEL.

3.1. Abordagem metodológica e fontes de consulta

O fluxo de atividades para elaboração do trabalho é ilustrado na Figura 10. Primeiramente se realizou uma análise do ambiente macro e da indústria tendo como principais ferramentas a aplicação do modelo das cinco forças de Porter, análise PESTEL e, como fonte de dados e informações, se recorreu ao PDE 2031, artigos, literatura e entrevistas com especialistas. Para a análise das 5 forças de Porter é feita uma avaliação qualitativa que redundará em três níveis de intensidade das forças: baixa, média e alta.

A segunda etapa se caracterizou pela simulação de preços futuros de longo prazo de energia utilizando um modelo de otimização de recursos hidráulicos desenvolvido por uma entidade privada e de uso restrito, que cedeu direitos de cálculos para este trabalho com utilização de dados de entrada públicos. A terceira e última etapa do desenvolvimento da análise consistiu em identificar ou propor alternativas de estratégia de preço para comercialização de *swaps* de modulação de carga horária de

geração solar e utilizar como ferramenta as análises produzidas na primeira e segunda etapas e os instrumentos de mercado disponíveis que viabilizam a solução proposta.

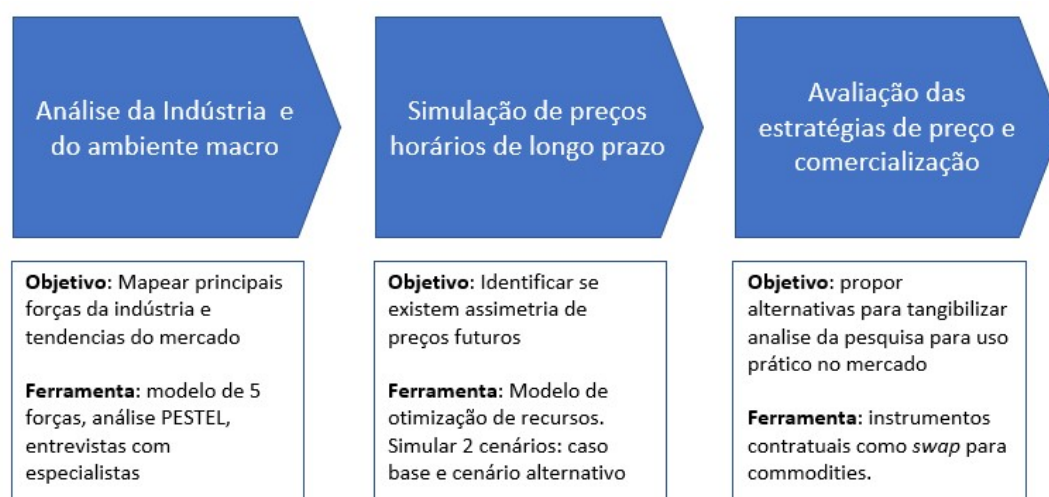


Figura 10 - Abordagem metodológica do trabalho
Fonte: Elaboração própria

Como mencionado acima, a elaboração deste trabalho utilizou diferentes fontes qualitativas e quantitativas nas quais se descrevem suas respectivas características a seguir:

- Relatório PDE 2031: como apresentado no capítulo 1, consiste em relatório publicado pela EPE que contém as principais premissas de oferta e demanda de longo prazo que subsidiam o planejamento energético do Brasil em um horizonte de dez anos;
- Literatura sobre curva do pato: mais de vinte artigos nacionais e internacionais foram analisados a fim de se melhor compreender as causas e efeitos deste fenômeno nos mercados de energia;
- Literatura sobre comercialização de energia e swaps: mais de dez artigos, trabalhos acadêmicos ou livros foram analisados a fim de se mapear as principais características deste segmento no SEB e as configurações de um instrumento como o *swap*.

- Literatura sobre administração estratégica: se recorreu a leitura e análise de mais de dez livros, artigos ou trabalhos acadêmicos de estratégia incluindo autores catedráticos como Porter, Kotler, Barney e Hitt.
- Entrevista com especialistas do SEB: este trabalho também contou com a participação de quatro especialistas do setor elétrico brasileiro que são apresentados a seguir:
 - i. **Leonardo Lima**. Doutor pela PUC-Rio com mais de quarenta anos de experiência no SEB. Foi conselheiro consultivo da QG energia e Diferencial Energia entre 2008 e 2018 e conselheiro estatutário da Lorenge SA entre 2009 e 2015. Atuou como gerente de comercialização de energia na Neoenergia até 2008, tendo também trabalhado como analista no Cepel e na IBM entre 1996 e 2001. No IAG coordenou MBA's e cursos in-company para ONS, MME, Vale e Petrobras. Como pesquisador, é um dos coordenadores do NUPEI, Núcleo de Pesquisa em Energia e Infraestrutura do Departamento de Administração – PUC-Rio. Autor e coautor de 1 livro, 4 capítulos de livros e de mais de 100 artigos científicos em periódicos e conferências nacionais e internacionais em temas relacionados a finanças corporativas, mercados de energia e investimentos em infraestrutura.
 - ii. **Richard Lee Hochstetler**. Doutor pela Universidade de São Paulo com mais de trinta anos de experiência no SEB. Diretor de Assuntos Econômicos e Regulatórios, juntou-se à equipe Instituto Acende Brasil em 2010. Foi sócio e coordenador de projetos pela Tendências Consultoria Integrada. Atuou como especialista em utilidades públicas na FERC (Federal Energy Regulatory Commission, órgão regulador de energia dos EUA) e pesquisador no Banco Mundial (Washington, EUA) e na Fipe (Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas da USP).

- iii. **Paulo Cesar Cunha.** Mestre pela Universidade de Salvador com mais de quarenta anos de experiência no SEB. Membro do corpo de árbitros da Câmara FGV de Conciliação e Arbitragem. Foi Diretor Presidente da NC Energia. Ocupou gerências técnicas e comerciais na Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia– COELBA. Professor visitante da PUC-Rio, Fundação Getúlio Vargas – FGV, UNIFACS-BA e POLI-PE. Foi Vice-Presidente e Diretor Técnico da Associação Brasileira de Comercializadores de Energia – ABRACEEL. Foi conselheiro da Câmara Americana de Comércio AmCham em Pernambuco.
- iv. **Rafael Carneiro.** MBA pela Saint Paul com mais de vinte anos de experiência no SEB. É diretor comercial no Balcão Brasileiro de Comercialização de Energia, principal plataforma de negociação de contratos de energia. Atuou em diversas empresas do SEB com foco em comercialização de energia entre elas se destacam: Diretor de Energia na XP, Gerente de Projetos e Consultoria na Replace, Gerente de Energia na Alupar, Gerente Comercial na Brookfield Energia, Consultor de Energia na Gerdau e Trader de energia na NC Energia.

3.2. Modelagem de preços futuros de energia

Para a elaboração do trabalho e das análises será utilizado um modelo de preços que simula a otimização de despacho do sistema elétrico Brasileiro. Trata-se de um modelo aplicado para uma empresa do SEB sendo a utilização do mesmo como um estudo de caso. O modelo, denominado OPTIMIZER, tem os seguintes princípios fundamentais: otimização da geração, armazenamento e transporte de energia para minimização dos custos do preço de energia para atender a demanda respeitando restrições relevantes.

Principais elementos para otimização do modelo:

- a. Geração térmica – custos de produção de cada usina incluindo custos de instalação de novas usinas;

- b. Geração hidráulica – custo de oportunidade do valor da água;
- c. Renováveis – custos de produção de cada usina incluindo custos de instalação de novas usinas;
- d. Transporte – custos de expansão e utilização de transmissão de energia;
- e. Outros custos

As restrições aplicadas podem ser consideradas de acordo com as diversas categorias:

- a. Demanda – atender à demanda por energia em cada hora satisfazendo quaisquer requisitos para manter reservas suficientes outras limitações de estabilidade do sistema;
- b. Capacidade de geração – as usinas não podem exceder sua capacidade as plantas também devem obedecer a outras restrições de dinâmica da planta, como seus níveis mínimos de produção estável - hidráulicas seguem perfis de geração que determinam os níveis mínimos de capacidade de operação;
- c. Volume de energia – usinas hidrelétricas e de armazenamento estão sujeitas à conservação de limites energéticos outros limites de volume na geração térmica, como limitações de fatores de carga;
- d. Capacidades de transmissão – interconexão limitam fluxos de energia entre submercados, limitar fluxos de energia através de combinações de limites de mercado podem ser aplicadas ao modelo de fluxo interno de energia.

Para efeitos análise serão utilizados três períodos:

- 2021 - Utilizando os preços horários oficiais observados pela publicação do PLD pela CCEE;
- 2026 – Cinco anos após o ano de partida PLD observado utilizando os preços prospectivos resultantes do modelo de simulação no OPTIMIZER utilizando como premissa os dados públicos contidos no PDE 2031;

- 2031 – Dez anos após o ano de partida PLD observado utilizando os preços prospectivos resultantes do modelo de simulação no OPTIMIZER utilizando como premissa os dados públicos contidos no PDE 2031.

3.3.

Dados de entrada

A projeção de preços futuros utiliza como parâmetro os mesmos utilizados na formação do preço de liquidação das diferenças, o PLD. Sendo que para realizar simulações de preços futuros de longo prazo é necessário utilizar premissas de oferta e demanda de energia. Para o presente trabalho, as premissas utilizadas se concentraram na utilização de dados públicos utilizados como fonte de premissas inseridas no modelo OPTIMIZER descrito no item 3.1. Os dados públicos para de projeção são fornecidos por instituições públicas como por exemplo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e o Operador Nacional do Sistema (ONS).

3.3.1.

Demanda de energia

Como se observam nas Figuras 11, 12 e na Tabela 2, as premissas de demanda contidas no PDE consideram diferentes aspectos socioeconômicos que influenciam direta e indiretamente o consumo de energia elétrica. Um fato relevante considerado nesta versão do plano decenal foi a taxa de crescimento levemente maior nos primeiros cinco anos a fim refletir uma recuperação frente a desaceleração do consumo percebida durante a pandemia causada pelo Covid-19. O plano assume uma elasticidade-renda da demanda de 1,20 que significa um crescimento do consumo de energia 20% maior frente ao crescimento do PIB. Essa premissa é apoiada na ideia que o consumo de energia cresce acima das taxas de crescimento econômico do país, como verificado historicamente e ilustrado na figura abaixo. (EPE, 2022b)

No período 2021-2031, o consumo de energia per capita cresce a uma taxa média de 1,9% ao ano no país. Ainda assim, estará longe de atingir em 2031 os patamares observados em países desenvolvidos. (EPE, 2022b, p. 34)

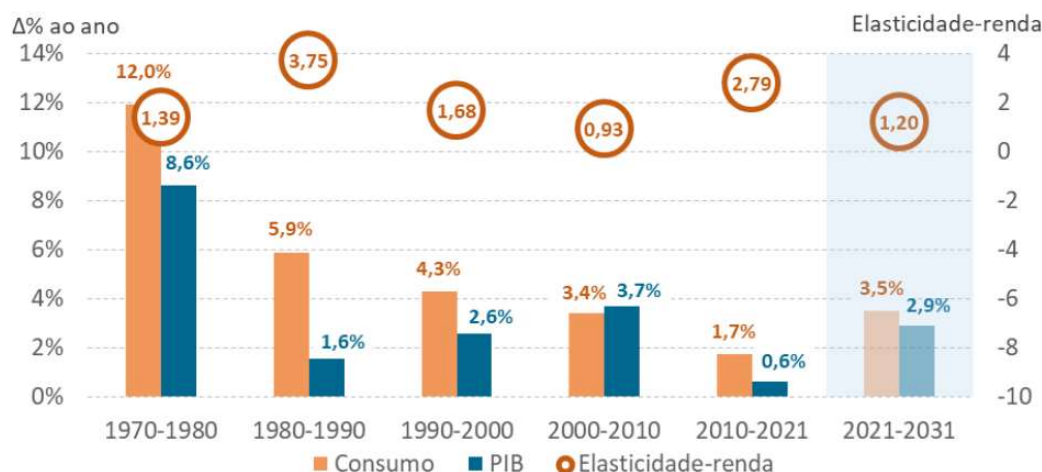


Figura 11 - Elasticidade-renda da demanda de eletricidade
Fonte: EPE, 2022b, p. 51

O plano decenal vislumbra um crescimento mais vigoroso adotado pela comércio, serviços e indústrias ainda que também se considere um decaimento devido principalmente a uma redução na participação de indústrias energointensivas tanto por ganhos de eficiência quanto pela ampla adoção de programas de redução de impactos climáticos.

A evolução do consumo no setor industrial na rede destaca-se no primeiro quinquênio pautado, sobretudo, na retomada de utilização da capacidade instalada. Um novo ciclo de commodities deve favorecer setores como pelletização, siderurgia e papel e celulose. Em síntese, espera-se que haja expansão do quadro atual de consumo da indústria já no curto prazo com o dinamismo da indústria eletrointensiva, e maior protagonismo da indústria de transformação nos últimos cinco anos. (EPE, 2022b, p.51)

Com relação ao consumo de energia na classe residencial o plano decenal considera um avanço do uso de equipamentos eletrônicos principalmente pelo aumento do número de utensílios que funcionam por eletricidade e baterias, bem como o aumento da penetração de bens fundamentais como por exemplo refrigeradores.

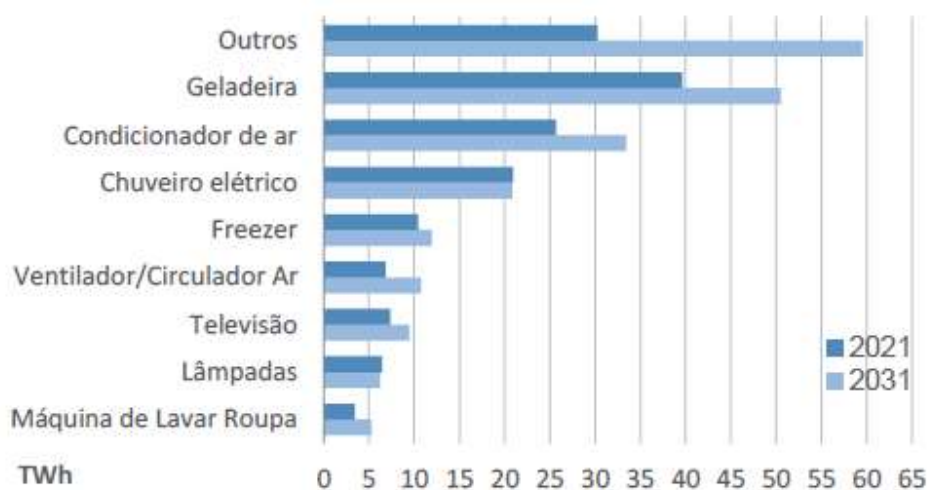


Figura 12 - Consumo de energia por equipamento residencial (TWh)
Fonte: EPE, 2022b, p. 44

Por fim, a projeção da carga da demanda é sintetizada na figura abaixo onde pode-se observar a manutenção do submercado Sudeste/CO como o principal e mais relevante em todo Sistema Interligado Nacional (SIN). Contudo, ao longo dos dez anos de horizonte de análise o Sudeste/CO perde um pouco da sua participação no sistema reduzindo os atuais 58% para 56%. Isso se deve principalmente pela expectativa de maior crescimento no consumo elétrico nos outros três submercados, sendo o Norte o submercado com maior aceleração no crescimento anual, mas ainda assim permanecendo como o submercado com menor participação no SIN. (EPE, 2022b)

Ano	Subsistema				SIN
	Norte	Nordeste	Sudeste/CO	Sul	
	MW médio				
2021	5.960	11.474	40.332	12.174	69.940
2026	7.431	13.855	47.252	14.490	83.029
2031	9.333	16.425	54.364	17.115	97.238
Período	Variação (% a.a.)				
2021-2026	4,5%	3,8%	3,2%	3,5%	3,5%
2026-2031	4,7%	3,5%	2,8%	3,4%	3,2%
2021-2031	4,6%	3,7%	3,0%	3,5%	3,4%

Tabela 1 - SIN e subsistemas: carga de energia em MW médio
Fonte: EPE, 2022b, p. 53

3.3.2. Oferta e armazenamento de energia

Como mencionado no item 2.4, o plano decenal segue uma metodologia de para expansão da oferta de nova capacidade de energia, onde os projetos de geração são considerados em um ordenamento temporal por mérito econômico. Segundo a metodologia, além do mérito econômico também são consideradas algumas restrições operativas no planejamento da expansão.

Como se pode verificar na Figura 13, o PDE projeta um crescimento expressivo das fontes eólica e solar sendo uma capacidade adicional ao sistema de 10 GW e 38 GW, respectivamente. Buscando maior segurança da operação do sistema elétrico para acomodar este crescimento substancial de fontes intermitentes e inflexíveis há também um aumento relevante na geração térmica de mais doze gigawatt de capacidade instalada. (EPE, 2022b)

O desenvolvimento de nova capacidade de geração de energia térmica será majoritariamente com combustível a gás natural sendo dois terços dessa adição associados a Lei 14.182/21 que vincula o desenvolvimento de 8 GW de térmicas a gás natural em decorrência da efetivação da privatização da Eletrobras, que foi concretizada em julho de 2022. (DAMICO *et al*, 2022)

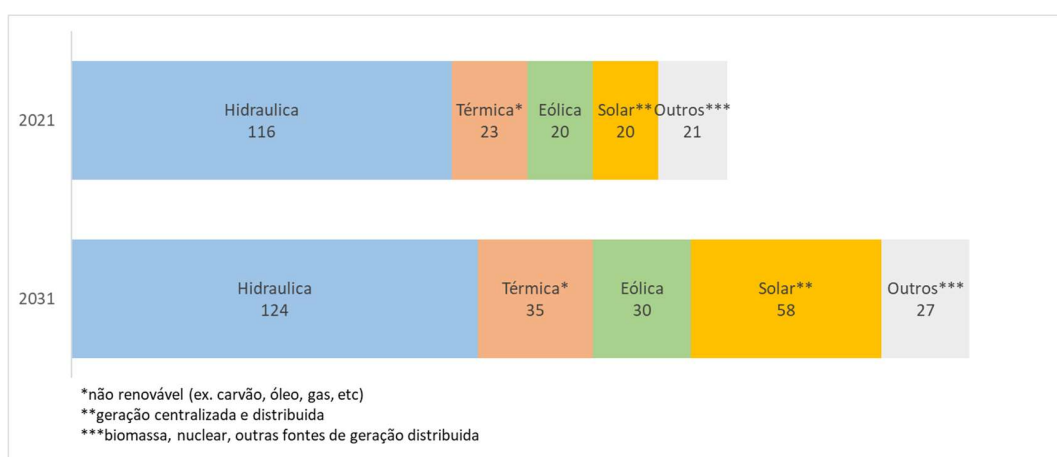


Figura 13 - Capacidade Instalada de Geração de Energia - GW
 Fonte: elaboração própria a partir do PDE 2031

A otimização do armazenamento de energia se tornará mais complexas à medida que mais fontes renováveis e inflexíveis são adicionadas na matriz. A Figura 14 ilustra um incremento significativo na variação do armazenamento máximo e mínimo, sobretudo a partir do ano 2029. O plano decenal cita:

[...] A expectativa do sistema elétrico brasileiro manter, no horizonte decenal, a oferta de geração predominantemente renovável na matriz traz desafios para o planejamento, como o PDE vem apresentando ao longo dos anos. A fonte hidrelétrica, que ainda será predominante no SIN, precisará de maior gestão e previsibilidade para sua operação, de modo que possa ser utilizada para acomodar as variações de carga e o aumento da participação de fontes renováveis variáveis, se esta for a estratégia operativa do sistema.

[...] Com foco na operação hidrelétrica, será analisado o comportamento da geração hidráulica total e dos níveis de armazenamento do SIN.

[...] Como consequência da maior produção compulsória em meses de menor demanda, a menor gestão sobre o recurso hídrico torna o armazenamento reduzido em todos os meses do ano [...], mostrando a dificuldade das usinas hidrelétricas em encher os reservatórios quando explicitadas essas restrições. (EPE, 2022b, p.73 e 74)

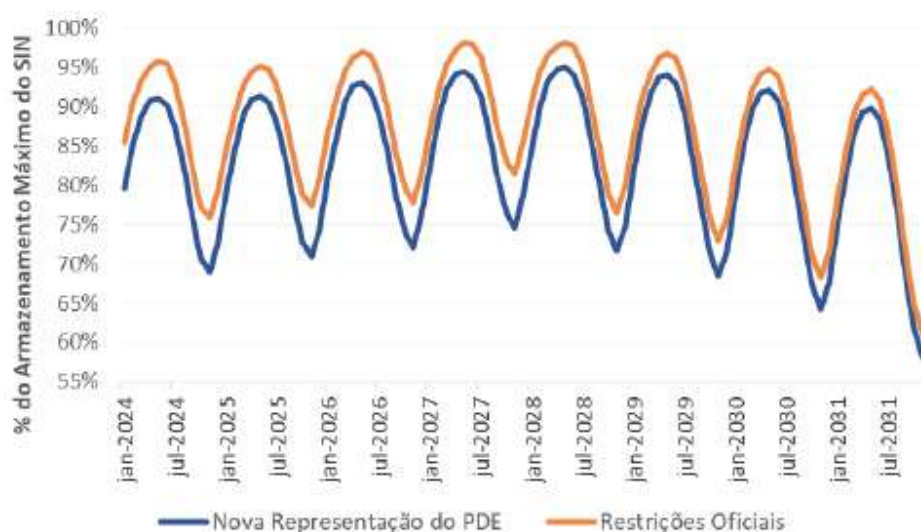


Figura 14 - Armazenamento médio do SIN
Fonte: EPE, 2022b, p.74

3.3.3. Transmissão de energia

Importante também destacar a relevância dada ao desenvolvimento da infraestrutura de transporte de energia. Mais uma vez, visando à maior segurança para operação do sistema e minimização dos gargalos para escoamento da produção de energia menos flexível, como pode-se observar na Tabela 2, o PDE 2031 considera um expressivo aumento da rede de transmissão tanto em sua extensão quanto e sua capacidade de transformação, +19% e +28%, respectivamente. (EPE, 2022b)

[...] com as alterações das características do parque gerador levando ao crescimento significativo das fontes variáveis não controláveis, aumentam-se as incertezas para realização dos estudos de planejamento da expansão e torna-se necessário avaliar diferentes cenários para o crescimento da geração e da transmissão. Como forma de mitigar as incertezas e atuar como facilitador da expansão dessas fontes no sistema, as recomendações dos estudos de planejamento da transmissão tem contemplado a utilização de diferentes tecnologias em corrente contínua e alternada, em extra ou ultra alta tensões, o que permite ampliar a capacidade de escoamento de grandes blocos de potência mantendo-se a confiabilidade na operação do sistema. (EPE, 2022b p. 340)

Infraestrutura de Transporte	2021	2031	$\Delta\%$
Linhas Transmissão (km)	175,273	208,907	19.2%
Subestações (MVA)	421,879	539,004	27.8%
Gasodutos (km)	9,409	9,503	1.0%

Tabela 2 - Projeção de infraestrutura de transporte de energia

Fonte: elaboração própria a partir do PDE 2031

A larga expansão da capacidade do sistema de transmissão denota a preocupação do PDE em mitigar os riscos e gargalos da concentração da expansão da geração em fontes intermitentes e inflexíveis como solar e eólico. O plano decenal assume como premissa em seu caso base maior interligação entre os diferentes submercados a fim de viabilizar a otimização da operação do sistema e sua capacidade de armazenamento, tornando a rede mais resiliente face as variações da geração. (EPE, 2022b)

3.3.4.

Caso base: séries históricas de hidrologia / vazões

Parte integrante e fundamental das premissas para simulação de preços de energia futuro é sobre a hidrologia. Como demonstrado no item 2.2 sobre formação de preços, o SEB se segue um modelo estocásticos de projeção de preços com base na operação ótima e um sistema hidrotérmico. Considerando que mais de dois terços da produção de energia no país oriunda de usinas hidrelétricas, o volume de afluentes é em cada bacia é uma das mais, senão a mais importante premissa para o modelo. Em cenários com abundância hidrológica o preço de energia é menor e maior no caso contrário.

Para este trabalho, se considerou a Energia Natural Afluente (ENA) como a premissa disponibilidade de recursos hidrológicos para geração de energia. A ENA é a disponibilidade de vazão de águas a partir da precipitação localizadas em bacias de potencial de geração elétrica, convertidas em energia que pode ser produzida por hidrelétricas. Tais valores são medidos em MW, que se traduzem na produtividade de cada usina. “A ENA representa a energia produzível pela usina e é calculada pelo produto das vazões naturais aos reservatórios com as produtividades a 65% dos volumes úteis descontadas das vazões vertidas nos reservatórios.” (ONS, 2022b, sem página)

O ONS disponibiliza publicamente o histórico de vazões desde 1931 Nas últimas décadas, foi observada. A fim de capturar os efeitos mais recentes desta tendência, este trabalho considerará os montantes históricos dos últimos vinte anos, assim mantém um valor histórico representativo de análise sem ignorar os fatos de mudanças climáticas vem alterando a meteorologia no país. Segundo PDE (2022, p. 61) “[...] a preocupação com os piores cenários de hidrologia sempre pautou o planejamento da operação e expansão.”. A Figura 15 ilustra a evolução dos percentuais das vazões médias por década em relação à Média Histórica de Longo Termo (MLT) em todo os Sistema Interligado Nacional (SIN) desde o início de sua medição. É possível observar que há uma tendência de redução nas últimas 4 décadas.

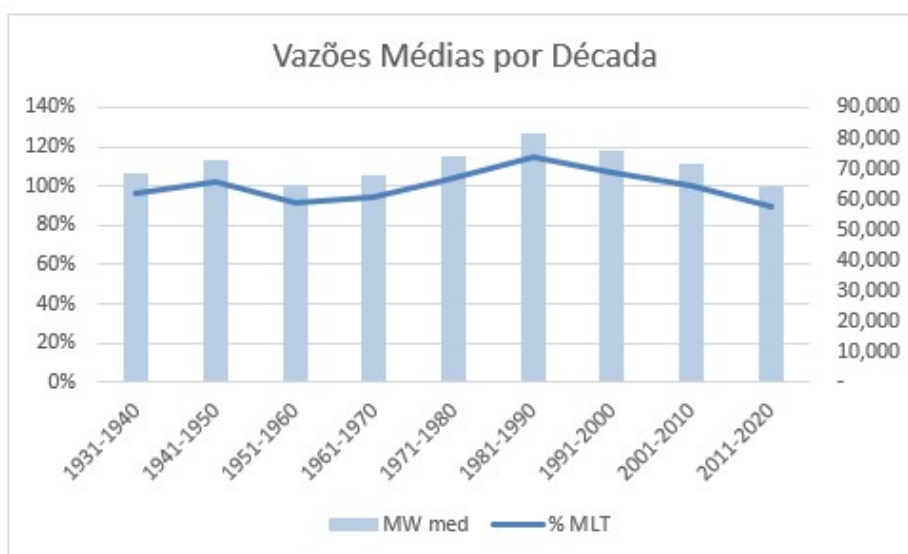


Figura 15 - Série de Vazões Médias Mensais - SIN

Fonte: elaboração própria a partir do histórico disponibilizado publicamente pelo ONS

Na Figura 16, é possível observar esta mesma tendência quando estratificado o histórico nos últimos vinte anos a cada ano. De forma a limitar o tempo de processamento do modelo de projeções de preços bem como assumir que há uma mudança no histórico recente da hidrologia, este estudo considerou a média das vazões nos últimos vinte anos disponíveis: entre 2001 e 2020.

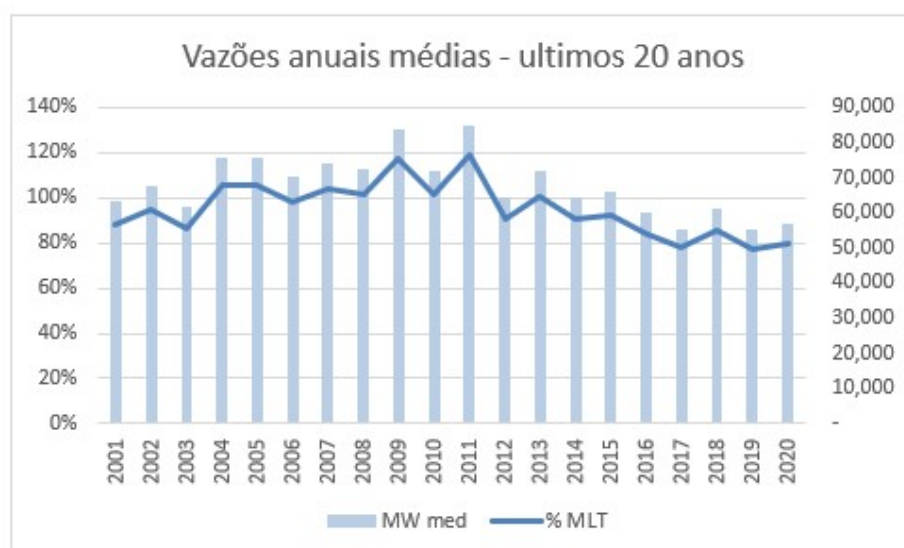


Figura 16 - Série de Vazões Médias Mensais - SIN

Fonte: elaboração própria a partir do histórico disponibilizado publicamente pelo ONS

Os dados de entrada do modelo de simulação de preço utilizam informações ainda mais granulares com estratificação diária por bacia hidrográfica. De fora a ilustrar esta estratificação, as Figuras 17 a 20 apresentam as médias mensais para o período utilizado no modelo: 2001-2020. Nele, é possível observar que a exceção do submercado Sul, os demais apresentam uma sazonalidade bem definida:

- 1º semestre: predominantemente considerado o período úmido do ano, os submercados Norte, Sudeste/CO e Nordeste apresentam clara elevação dos níveis de vazões em suas bacias. Ainda que tenha demonstrado a mesma sazonalidade na média, o Nordeste apresentou grau maior de variação nas vazões no primeiro semestre. O Submercado Sul apresenta uma distribuição mais uniforme das vazões sem comportamento sazonal relevante para o período selecionado.
- 2º semestre: assim como observado no primeiro, o segundo semestre fica ainda mais evidente o comportamento do período seco. Há menor variabilidade no nível das vazões para todos os submercados, exceto o submercado Sul, que apresenta uma dispersão variável sem ter um padrão claro de comportamento sazonal.

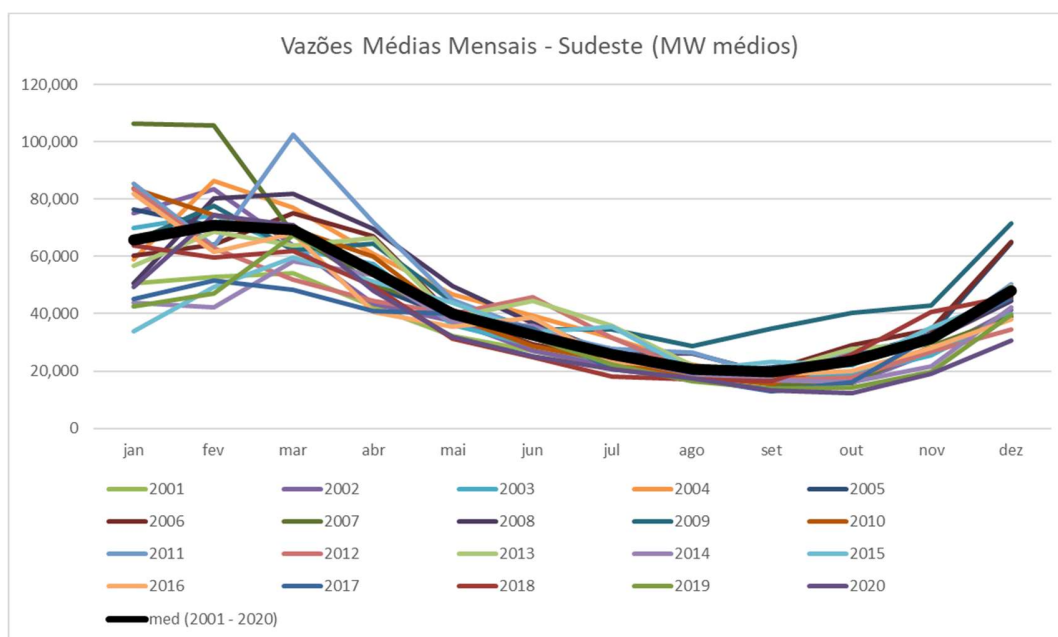


Figura 17 - Vazões médias mensais do submercado Sudeste/CO para o período entre 2001 e 2020 – MW médios

Fonte: elaboração própria a partir do histórico disponibilizado publicamente pelo ONS

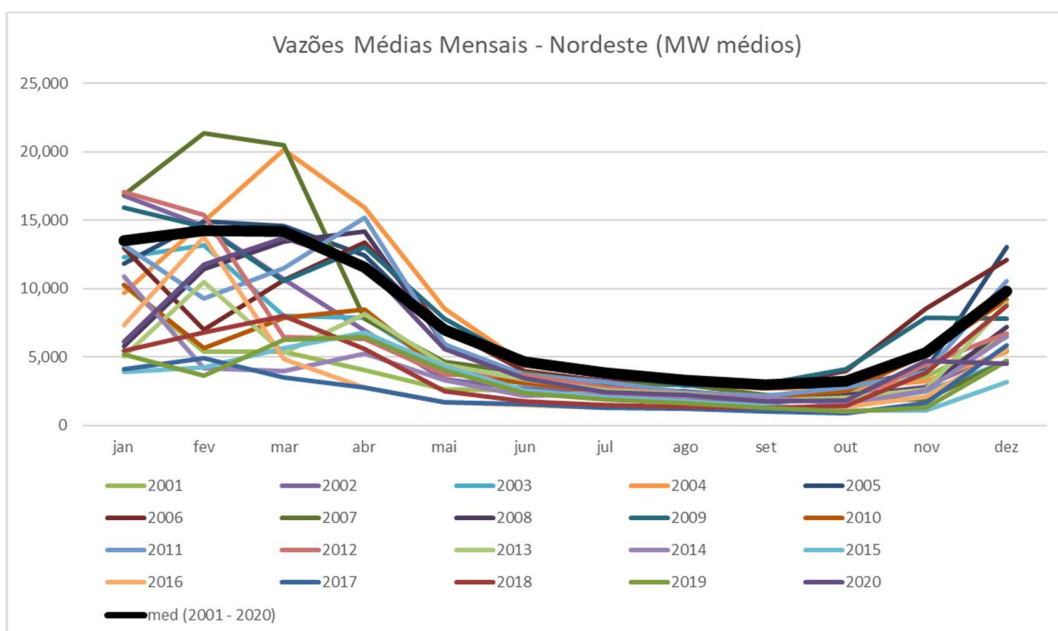


Figura 18 - Vazões médias mensais do submercado Nordeste para o período entre 2001 e 2020 – MW médios

Fonte: elaboração própria a partir do histórico disponibilizado publicamente pelo ONS

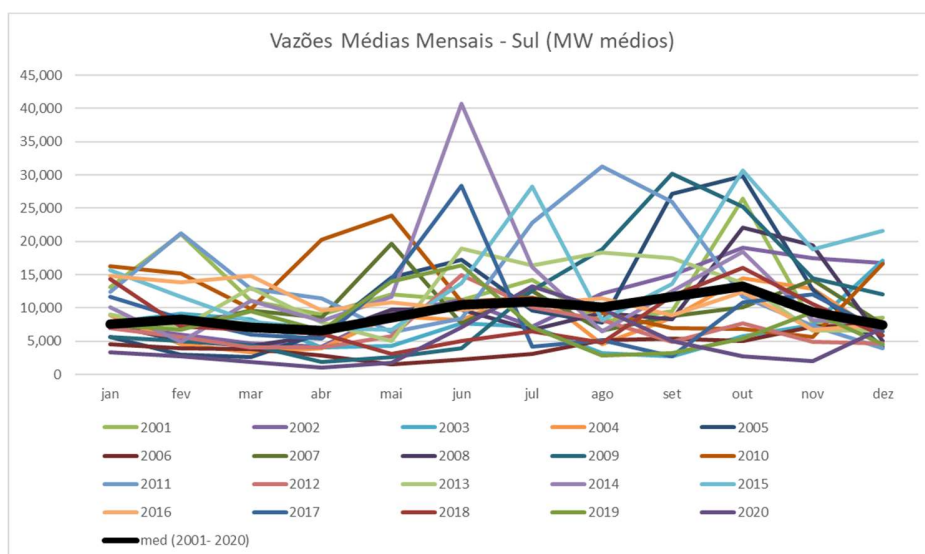


Figura 19 - Vazões médias mensais do submercado Sul para o período entre 2001 e 2020 – MW médios
 Fonte: elaboração própria a partir do histórico disponibilidade publicamente pelo NOS

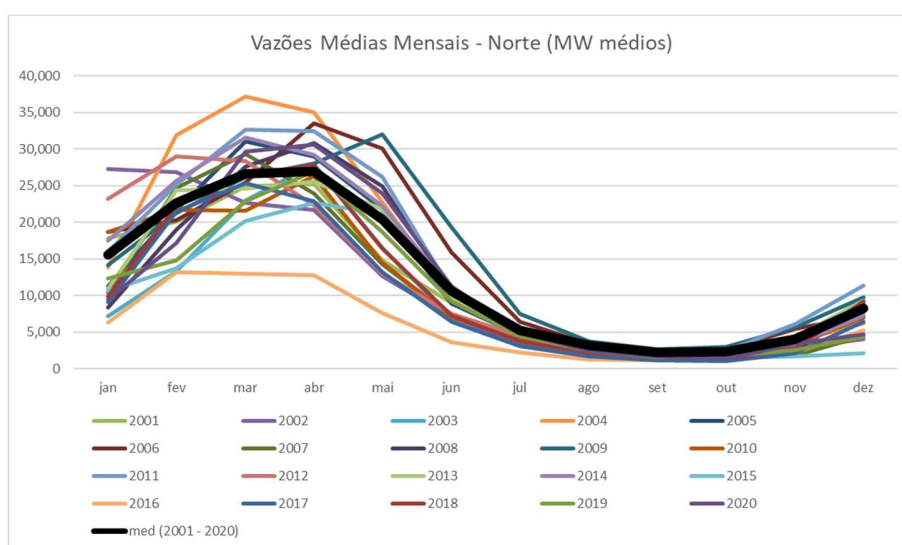


Figura 20 - Vazões médias mensais do submercado Norte para o período entre 2001 e 2020 – MW médios
 Fonte: elaboração própria a partir do histórico disponibilidade publicamente pelo NOS

3.3.5.

Cenário alternativo - rodada livre do PDE

O caso base ou cenário de referência utilizado no plano decenal incorpora as diretrizes de políticas energéticas incluindo ao disposto na Lei nº 14.182 de 2021 que obriga a inserção de 8 GW de novas térmicas com pelo menos 70% de inflexibilidade ao sistema em decorrência da privatização da Eletrobras. Ainda que esteja disposto em lei, essa obrigação é vista por especialistas no mercado como incongruente a necessidade real do sistema e, tampouco, a forma mais eficiente de se alcançar a expansão necessária para a demanda projetada.

[...] trará custos não só com a obrigação de compra dessa energia, relativamente mais cara e poluente, mas também com a construção da infraestrutura para abastecer as usinas. Isso porque algumas dessas termelétricas, movidas a gás natural, terão de ser instaladas em regiões que não têm oferta do combustível.

[...] O texto que se tornou lei foi alvo de críticas justamente por "atropelar" o planejamento setorial

[...] Para críticos, como o presidente da ABIAPE, Mario Luiz Menel, as térmicas e gasodutos são bem-vindos contanto que se respeite o planejamento feito pela EPE e o que pede o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), com características que visem uma expansão ótima do sistema e se enquadrem numa ótica econômica de desenvolvimento do mercado.

[...] Cálculos ABRACE são de que sozinhos, os custos das térmicas da Eletrobras podem representar alta de 10% na tarifa de energia a partir de 2030. ("JABUTI" DA ELETROBRAS, 2022, p. 1)

Como forma de analisar um cenário alternativo e ainda possível uma vez que esses dispositivos legais citados carecem de detalhes e põem em dúvida a capacidade de execução de fato no prazo esperado, este trabalho também analisará a projeção de preços futuros considerando a denominada rodada livre pelo plano decenal. A rodada livre pressupõe a aplicação da metodologia de expansão sem tais diretivas que redundam a uma capacidade de oferta de energia maior em fontes renováveis em substituição as térmicas compulsórios inseridas no caso base. Em suma, são 8 GW a menos de geração térmica a gás inflexível e a substituição parcial desta capacidade com fontes principalmente solar e eólica. Importante destacar que o PDE considera que ambas as premissas são viáveis e seguras para a expansão do sistema (EPE, 2022b)

Cabe ressaltar que a demanda termelétrica também inclui volumes indicativos que ainda não estão relacionados a projetos específicos, uma vez que tratam de projetos possíveis que ainda não foram objeto de leilões para fornecimento de energia elétrica. Tais UTEs indicativas não são consideradas para a simulação da malha de gasodutos de transporte, dado que não possuem localização firme, sendo considerado como premissa que serão instaladas onde houver capacidade de transporte disponível futuramente, ou estarão relacionadas a novas infraestruturas para seu atendimento. Este é o caso das usinas termelétricas para atendimento dos dispositivos da Lei 14.182/2021. (EPE, 2022b, p. 205)

A Figura 21 ilustra o resumo das determinações da Lei no. 14.182/2021 que determina as condicionantes da privatização da Eletrobrás. A principal obrigação vinculada a esta lei e que afeta este trabalho é a que determina a construção compulsória de nova capacidade de geração térmica a gás somando um total de 8.000 MW entre os anos de 2026 e 2030, sendo 2.500 MW na região Norte, 1.000 MW no Nordeste, 2.500 MW no Centro-Oeste e 2.000 MW no Sudeste/CO. Destes, quase 85% devem ser construídos em local sem ponto de suprimento de gás, a fim de se desenvolver uma nova malha de transporte deste combustível em regiões remotas no país.

[...] A integração do potencial de 8.000 MW de geração termelétrica previstos na Lei no 14.182/2021 representa um grande desafio para a efetiva coordenação da expansão dos ativos de geração e transmissão. As singularidades associadas à contratação dessas usinas dificultam a adoção de estratégias de planejamento antecipativo como as que vêm sendo adotadas nos estudos proativos de transmissão, orientados à integração de fontes renováveis, onde é possível estimar a dinâmica de concretização dos potenciais a partir de bases de dados consolidadas. Assim, no caso das usinas termelétricas da Lei no 14.182/2021, a EPE entende que planejar a expansão da transmissão após a realização dos leilões para a contratação das mesmas é a estratégia de menor arrependimento. (EPE, 2022b, p. 145)

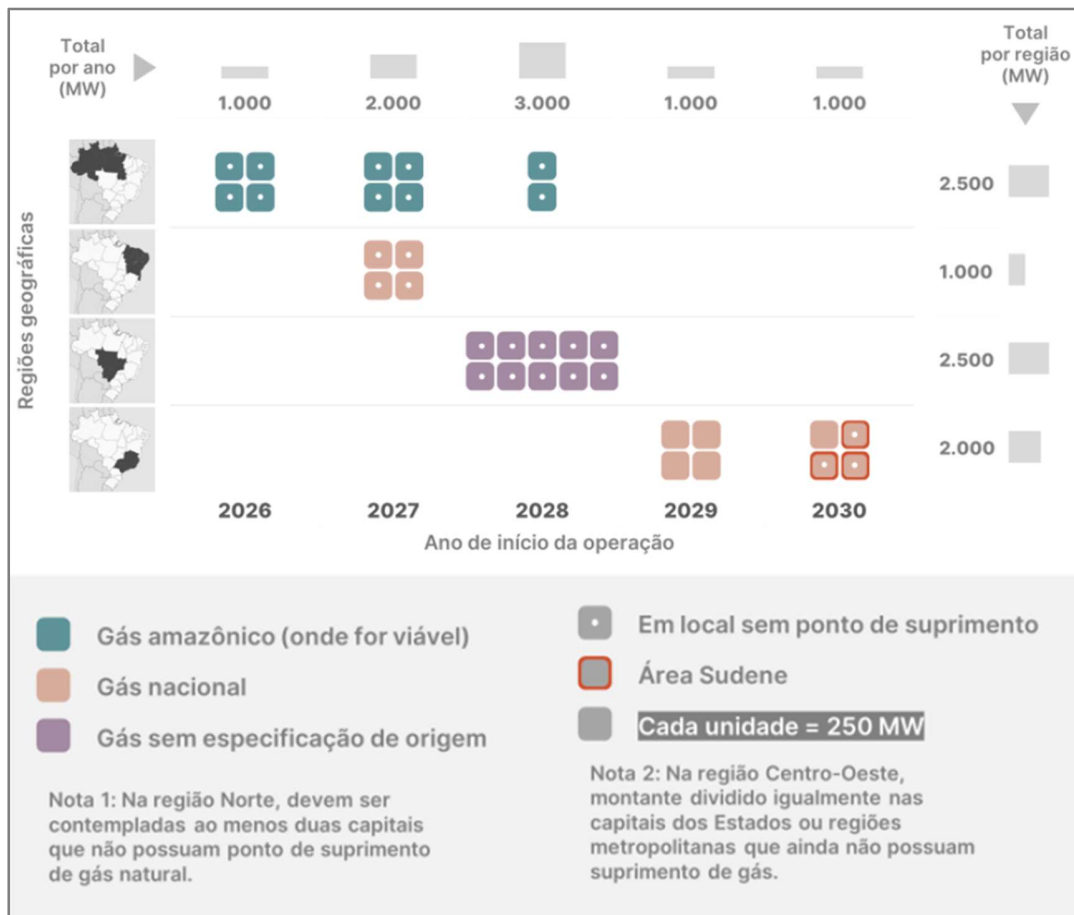


Figura 21 - Resumo das determinações Lei no 14.182/2021
 Fonte: EPE, 2022b, p.123

A Figura 22 apresenta uma redução significativa da geração térmica ao se utilizar a rodada livre do PDE. Enquanto no caso base o despacho térmico é compulsório dada a inflexibilidade das térmicas inseridas pela lei de privatização da Eletrobras.



Figura 22 - Geração Total Térmica do SIN
Fonte: EPE, 2022b, p. 108.

3.3.6. Projeções de preços do PDE

A projeção dos preços de energia no PDE se baseia no Custo Marginal de Expansão (CME) que são obtidos como resultado do Modelo de Decisão de Investimentos (MDI). Assim como em outros setores, para projeção de preços futuros o PDE utiliza o conceito de custo de se produzir mais uma unidade, no caso de energia expressada em MWh. O CME é obtido por um modelo de otimização com o objetivo de minimizar o valor do custo total de expansão, composto pelo custo de operação e o custo de investimento. Esse modelo de otimização deve também respeitar algumas restrições: (EPE, 2022c)

- a) Atendimento Energético – atendimento ao balanço mensal de energia (oferta e demanda)
- b) Atendimento de Capacidade – atendimento ao pico de carga do sistema
- c) Investimento – restrição de valor inteiro que o projeto demande o investimento completo e não parcial e que os projetos são únicos não replicáveis.
- d) Disponibilidade de Fontes por Projetos – limites mínimos e máximo de capacidade de oferta de projetos.

- e) Representações do Sistema – limites de intercambio e restrições de transmissão
- f) Adicionais – limites para representar políticas energéticas e/ou condições industriais.

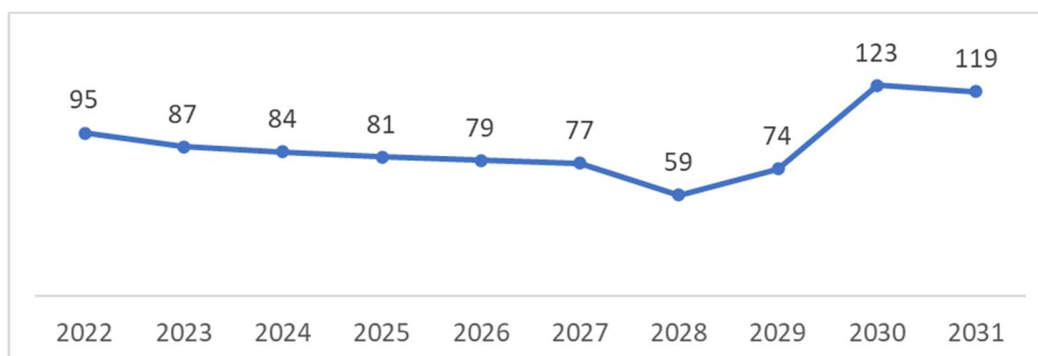


Figura 23 - custo marginal de expansão
 Fonte: elaboração própria a partir do PDE 2031

Na Figura 23 é possível ver uma curva estável e levemente descendente nos primeiros 6 anos com um súbito incremento a partir de 2028. Para Bartlet (2019), uma característica geral das redes elétricas com crescente penetração de energia eólica e solar é que os preços médios da eletricidade caem, mas os preços da eletricidade durante eventos de escassez aumentam, resultando em uma quantidade crescente de valor do projeto proveniente de menos horas. Por não se apresentar em resolução horária, o CME ilustrado nesta seção serve apenas como uma referência de preços de longo prazo não tendo sido utilizado como fonte para análise dos efeitos da “curva do pato”.

3.4.

Abordagem para precificação de um swap de modulação horária

A modulação de curva de produção de uma geradora solar é de certa forma consistente ainda que os volumes de produção tenham alta variação em diferentes horários. No período noturno não produz nada e próximo ao meio-dia gera o pico de produção. Contudo, essa curva é relativamente estável, tendo variações ocasionais

principalmente por efeitos meteorológicos e climáticos: chuva, vento, temperatura. Para o presente trabalho será considerado o perfil de geração solar observado em usinas solares já instaladas e comissionadas onde a produção de energia é publicada no ONS. Será traçado um perfil de geração solar por submercado, uma vez que a liquidação no preço *spot* se dá para cada submercado.

3.4.1.

A modulação da curva de geração solar

A geração solar depende única e exclusivamente da irradiação do sol, portanto, sua produção está diretamente relacionada ao período diurno e às condições meteorológicas. Não há produção no período noturno e a produção é reduzida em dias nublados e chuvosos (PAIXÃO e ABAIDE, 2021). Outros fatores climáticos também podem afetar a produção de energia solar como por exemplo temperatura, vento, latitude, angulação dos painéis entre outros. “Porém, se a usina não tiver armazenamento térmico, sua geração ocorrerá nos horários em que há incidência de sol, como no caso das usinas fotovoltaicas.” (GEMIGNANI, *et al.* 2014, p.1)

Para o presente trabalho, se considerou a média de produção de todas as usinas solares em funcionamento no ano de 2021. Além disso, como mencionado na delimitação do estudo inserida no item 1.7, devido aos submercado Norte e Sul somados representarem menos de 1% na participação total de produção solar, esse estudo se concentrará na análise dos projetos solares nos submercados Sudeste/CO e Nordeste. Para anular o efeito que nova entrada de capacidade ao longo do ano pudesse trazer na sazonalidade de produção, foram consideradas somente as usinas que tiveram operação desde 01/01/2021. Portanto, centrais geradoras que eventualmente tiveram seu início ao longo do ano, foram desprezadas para fins de cálculo de fator de geração da modulação. O referido fator considera a produção máxima no ano como base cem e os demais volumes derivam em relação a tal carga.

Essa metodologia se aplicou aos submercados delimitados. Na Figura 24, é possível observar que há pouca variabilidade na modulação horária por submercado, contudo, na Figura 25 em sequência, o efeito sazonal é um pouco mais relevante, tendo o terceiro trimestre, “período seco” com menor precipitação como o período de maior produção ao longo do ano e o primeiro trimestre “período úmido” com a menor produção.

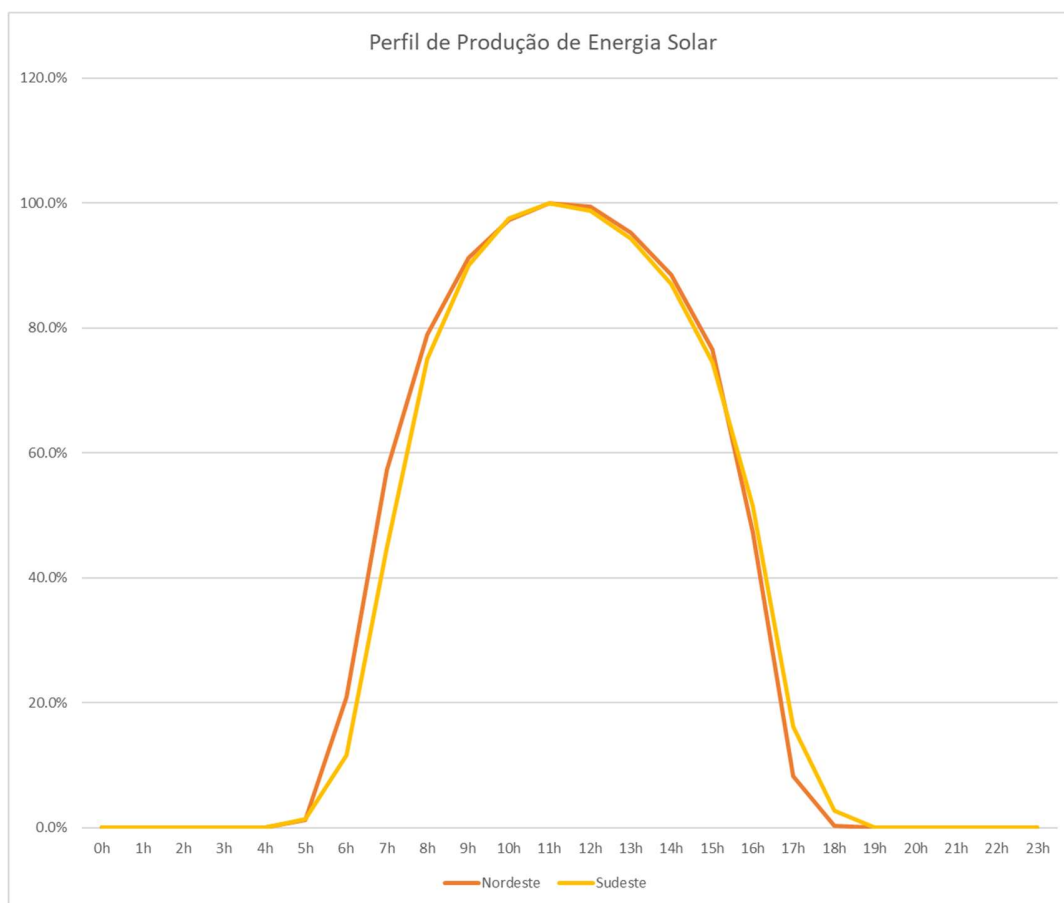


Figura 24 - Modulação solar horária por submercado
Fonte: ONS (2022c)

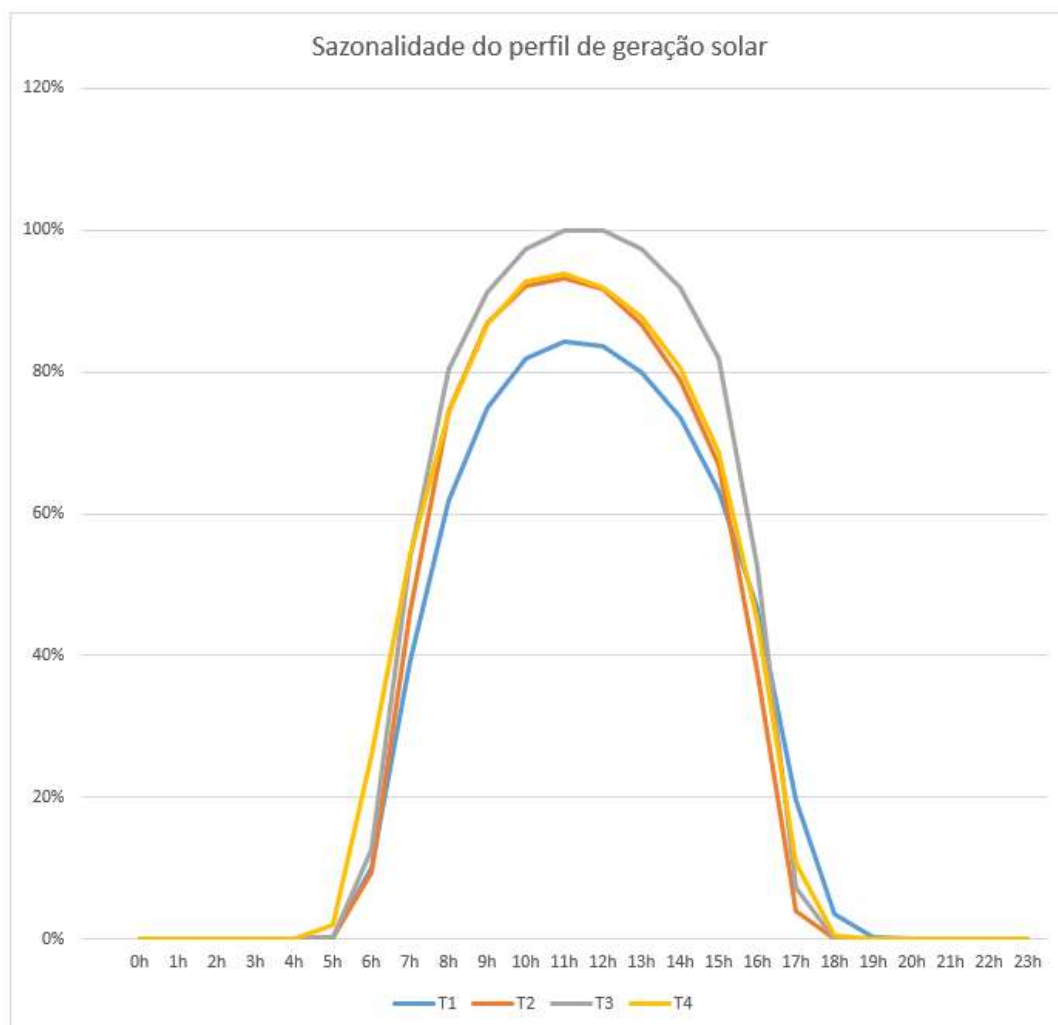


Figura 25 - Modulação solar horária por trimestre
Fonte: ONS (2022c)

A partir destes perfis de modulação, é possível se estabelecer uma base de referência de quanto seria o valor de exposição horária na liquidação do PLD, como descreverá o item 3.3.2 a seguir. Os montantes exatos a serem considerados como o perfil de modulação horária considerarão a média de produção horária observada para cada hora de um ano: 24h por dia e 365 dias que totalizam 8.760h de produção e liquidação de preços em um ano, como mostra o Anexo 1. Toma-se como base o ano de 2021, ano completo mais recente com informações públicas.

3.4.2 – Liquidação financeira horária na CCEE

A liquidação da produção solar será realizada de forma horária no submercado correspondente. Abaixo, ilustra-se um exemplo de contabilização para um único dia como forma de exemplificar esse processo na CCEE. Para cada hora do dia se verifica a diferença entre o registro de compras e/ ou produção de energia também denominado como recurso e as vendas e/ ou consumo de energia também denominado como requisito. Sobre esta diferença a CCEE aplica o valor do PLD horário para cada dia/hora correspondente a fim de contabilizar o montante de débitos, se negativo, ou créditos, se positivo. Por fim, é realizada a soma dos valores de cada hora a fim de se apurar a contabilização final da liquidação. Caso o valor seja credor, o agente terá um valor a receber e a pagar no caso o valor seja negativo. (CCEE, 2022b)

Exemplo *SWAP*: compra 45 MW modulados em curva horária e vende 45 MW *flat*, para esse exemplo simplificado, a curva solar produz um ganho na liquidação de R\$ 300,00 ou 0,27 R\$/MWh. Ou seja, o agente que ficou com o risco da modulação horária neste caso recebeu um valor adicional ao seu contrato, portanto é uma curva onde há um desconto ao invés de prêmio. É claro que o agente intermediário que se propuser a oferecer tal produto deve também incluir uma margem de lucro que justifique a operação, no entanto este trabalho se limita a avaliar o valor operacional de liquidação da curva, sendo a lucratividade sobre o risco incorrido sujeito a avaliação individual de cada comercializadora conforme suas respectivas políticas de remuneração do capital empregado pelo acionista.

Dia/Mês/Ano	Hora	Recurso (MWh)	Requisito (MWh)	Diferença (MWh)	PLD (R\$/MWh)	Valor (R\$)
DD/MM/AA	1	0	45	-45	70	-3,150.00
DD/MM/AA	2	0	45	-45	65	-2,925.00
DD/MM/AA	3	0	45	-45	60	-2,700.00
DD/MM/AA	4	0	45	-45	70	-3,150.00
DD/MM/AA	5	10	45	-35	75	-2,625.00
DD/MM/AA	6	50	45	5	80	400.00
DD/MM/AA	7	70	45	25	90	2,250.00
DD/MM/AA	8	80	45	35	90	3,150.00
DD/MM/AA	9	90	45	45	95	4,275.00
DD/MM/AA	10	100	45	55	100	5,500.00
DD/MM/AA	11	115	45	70	110	7,700.00
DD/MM/AA	12	115	45	70	120	8,400.00
DD/MM/AA	13	100	45	55	130	7,150.00
DD/MM/AA	14	100	45	55	140	7,700.00
DD/MM/AA	15	90	45	45	150	6,750.00
DD/MM/AA	16	80	45	35	160	5,600.00
DD/MM/AA	17	60	45	15	170	2,550.00
DD/MM/AA	18	20	45	-25	180	-4,500.00
DD/MM/AA	19	0	45	-45	210	-9,450.00
DD/MM/AA	20	0	45	-45	220	-9,900.00
DD/MM/AA	21	0	45	-45	220	-9,900.00
DD/MM/AA	22	0	45	-45	150	-6,750.00
DD/MM/AA	23	0	45	-45	85	-3,825.00
DD/MM/AA	24	0	45	-45	50	-2,250.00
					Total	300.00

Tabela 3 - exemplo ilustrativo de liquidação de diferenças de um único dia

Fonte: elaboração própria

3.5.

Limitações do método

Para alcançar os objetivos de pesquisa a metodologia aplicada neste trabalho considerou algumas limitações em suas etapas e fontes de informação que são discriminados a seguir:

- Sistema computacional de simulação de preços de longo prazo: o item 3.2 apresentou as principais características e parâmetros utilizados nos cálculos realizados pelo sistema OPTIMIZER. Cabe destacar que o foco deste trabalho não é desenvolver ou criticar a eficácia de um sistema de cálculo de preços e sim analisar o contexto mercadológico e estratégico a partir de resultados de um sistema de conhecimento e acesso do autor. Como mencionado no capítulo 1.5, maiores detalhes do sistema utilizado neste estudo são de uso restrito e particular. Portanto, há de se considerar que pode haver outros sistemas mais efetivos para simular preços de energia de longo prazo, que em

geral têm o mesmo princípio: calcular os custos marginais de energia a partir de uma parametrização de dados de entrada, função objetiva e restrições.

- Premissas de oferta e demanda: utilizaram-se as mesmas premissas de expansão de energia contidas no PDE 2031 que se dividem em dois cenários principais: cenário base (oficial da publicação) e rodada livre (cenário alternativo que sensibiliza a expansão sem as usinas de gás oriundas da Lei no 14.182/2021). Ambos os cenários foram simulados seguindo estritamente os dados públicos contidos no PDE 2031 e seus anexos. Por se tratar de um plano decenal, as simulações se restringem ao período de dez anos. A utilização de tais premissas podem não se mostrar verdadeiras ao longo do tempo, o que afetaria o resultado das simulações.
- Histórico de 20 anos de hidrologia: devido à limitação de processamento de dados do sistema computacional, o número de séries históricas utilizadas para processamento foi fixado nos últimos vinte anos, que, segundo as contribuições feitas pelos especialistas do SEB entrevistados neste trabalho, podem representar um ciclo climático específico, mas sem prejuízo nos resultados da análise. Como cita o entrevistado Lima “ciclos climatológicos são muito longos então, eventualmente, pode parecer que usar os últimos vinte anos seja mais correto pelo fato de ser mais recente. Entretanto, pode ter um ciclo climatológico que não seja capturado nesse histórico”.
- Especialistas do SEB: foram feitos seis convites a especialistas do SEB e quatro destes foram entrevistados. A escolha dos especialistas se deu principalmente pelo teor qualitativo e extensivo do roteiro de perguntas que buscavam uma análise exploratória bastante abrangente. Adicionalmente, levou-se em consideração o profundo conhecimento e experiência de todos os entrevistados que foram capazes de cobrir o conteúdo planejado.

- Análise PESTEL e 5 Forças: consideraram-se as premissas contidas no PDE 2031 e as contribuições capturadas nas entrevistas com os especialistas do SEB. Além destas, também foram considerados artigos e outros trabalhos acadêmicos que também exploraram o ambiente macro e a análise da indústria.

4

Simulações e análise dos resultados

Este capítulo aborda a execução e efetiva das análises da pesquisa. A começar pela análise macro e da indústria embasada nas entrevistas com os especialistas do SEB juntamente com o conteúdo do PDE 2031. Adicionalmente também se considerou outras referências bibliográficas, sobretudo artigos sobre o fenômeno da “curva do pato” e outros estudos acadêmicos sobre comercialização de energia elétrica e utilização de contratos de *swaps*. Também são apresentados os principais resultados de preços horários de energia obtidos pelas simulações utilizadas em um sistema computacional de otimização.

Por fim, também é apresentada uma estimativa de preços para swaps de curva de geração solar e o mercado potencial a partir dos perfis apresentados no capítulo 2 além de sugerir uma conclusão sobre quais das estratégias genéricas esse negócio teria o melhor êxito.

4.1.

Análise do ambiente macro e da indústria

4.1.1.

Análise do ambiente macro - PESTEL

Como descrito no capítulo 3, a análise do ambiente macro utiliza a abordagem PESTEL fundamentada em duas fontes de informação principais: o PDE 2031 e nas entrevistas com especialistas do SEB. Nas tabelas 4 a 9 a seguir são apresentadas as principais observações em cada um dos aspectos:

- Aspectos Políticos

PDE 2031	Especialistas do SEB	Impactos sobre modelagem
Considera leis em vigor até a data de publicação e política de redução de emissões com concentração em desenvolvimento de energia renováveis já estabelecidas. A rodada livre desvincula a obrigação de construção de térmicas a gás por meio da lei da privatização da Eletrobras e intensifica a inserção de geração de energia renovável intermitente.	O Estado em diferentes esferas, em especial o legislativo, utiliza os mecanismos do setor de forma exacerbada na política, atendendo a grupos de interesse que não têm conhecimento sobre os impactos no setor. Não é viável a construção do parque térmico a gás previsto na lei de privatização da Eletrobras, no entanto concordam que essa sensibilidade já está prevista na rodada livre do PDE 2031. Como comenta Cunha, o poder Legislativo vem assumindo um protagonismo e determinando premissas para o planejamento sem base técnica e sendo sujeito a grupos de pressão. Para o entrevistado Hochstetler, a transição energética implica redução da geração termelétrica, o que impacta na volatilidade do PLD, já que os custos variáveis da geração termelétrica estão sujeitos às flutuações do custo dos combustíveis – uma fonte de risco relevante que a modelagem deveria levar em conta.	Sem revisões relevantes.

Tabela 4 - Avaliação PESTEL dos aspectos políticos para os próximos dez anos (2022 – 2031)

Fonte: Elaboração própria a partir de PDE 2031 (EPE, 2022b) e entrevistas com especialistas do SEB.

- Aspectos Econômicos

PDE 2031	Especialistas do SEB	Impactos sobre modelagem
Principais premissas macroeconômicas incorporadas no PDE 2031: • PIB: +33% em 10 anos • Pop: +12 milhões em 10 anos • Elasticidade-renda do consumo de energia: 1,2 em média nos 10 anos • Demanda de energia: +41% em 10 anos	Acreditam que o crescimento do PIB, que fundamenta as demais premissas, está superestimado. No entanto, consideram que o PDE 2031 deve ser conservador no que tange à expansão da oferta para evitar qualquer risco de falta de infraestrutura energética. Portanto, avaliam que tal premissa é acertada dentro do contexto e propósito da EPE. O entrevistado Hochstetler, acredita em um crescimento da demanda de energia levemente menor, em torno de 3%aa. Contudo, entende que as premissas do PDE 2031 não necessitam revisão significativa.	Sem revisões relevantes.

Tabela 5 - Avaliação PESTEL dos aspectos econômicos para os próximos dez anos (2022 – 2031)
 Fonte: Elaboração própria a partir de PDE 2031 (EPE, 2022b) e entrevistas com especialistas do SEB.

- Aspectos Sociais

PDE 2031	Especialistas do SEB	Impactos sobre modelagem
Incorpora uma série de premissas sociodemográficas como: renda, população, moradores por residência e comportamentos em relação a utensílios elétricos, entre outros. Alguns exemplos: • substituição de chuveiros elétricos por sistemas de aquecimento solar • autoprodução de energia elétrica • expansão e aprimoramento da eficiência energética na agenda da transição energética • micro e minigeração de energia elétrica (MMGD) • eletrificação da matriz de consumo com a tendência de maior uso de equipamentos eletroeletrônicos • inovações tecnológicas que permitem a diminuição dos custos e o aumento da renda média das famílias	Em especial destacam que a expansão massiva de geração solar pelos incentivos dados ao MMGD para consumidores, acelera a preocupação do regulador e do operador do sistema com relação à confiabilidade do suprimento e da rede elétrica. Esses incentivos provavelmente serão reduzidos, ainda que haja um arcabouço legal para uso nos próximos anos.	Sem revisões relevantes.

Tabela 6 - Avaliação PESTEL dos aspectos sociais para os próximos dez anos (2022 – 2031)
 Fonte: Elaboração própria a partir de PDE 2031 (EPE, 2022b) e entrevistas com especialistas do SEB.

• Aspectos Tecnológicos

PDE 2031	Especialistas do SEB	Impactos sobre modelagem
Calcado principalmente nas fontes de geração de energia já estabelecidas: • Hidráulica: +8,2GW • Térmica Fóssil: +31GW • Eólica + autoprodução eólica: +11GW • Térmicas renováveis (biomassa): +2 GW • Solar + MMGD solar + autoprodução solar: +37GW	Há um intenso desenvolvimento de novas tecnologias para geração e flexibilização de energia que o PDE não considera, como por exemplo: hidrogênio, biogás, baterias, hidráulicas reversíveis, entre outros. No entanto, assim como nas premissas macroeconômicas, entendem o papel da EPE como planejador de longo prazo da infraestrutura elétrica e, portanto, consideram adequado ser conservador nas premissas de expansão com foco nas fontes mais maduras. Para os entrevistados Carneiro e Hochstetler, a inserção massiva de veículos elétricos poderia traria uma mudança estrutural relevante, contudo acreditam que seja um cenário pouco provável nos próximos dez anos e não estabeleceria isso como premissa. Os entrevistados Lima e Cunha acreditam que a adoção de tecnologias de armazenamento como baterias e hidrogênio podem ser grandes catalizadoras da transição energética, mas não enxergam desenvolvimento relevante no horizonte de tempo coberto pelo PDE 2031.	Sem revisões relevantes.

Tabela 1 - Avaliação PESTEL dos aspectos tecnológicos para os próximos dez anos (2022 – 2031)

Fonte: Elaboração própria a partir de PDE 2031 (EPE, 2022b) e entrevistas com especialistas do SEB.

• Aspectos Ecológico-ambientais

PDE 2031	Especialistas do SEB	Impactos sobre modelagem
Os aspectos socioambientais também fundamentam as premissas do plano decenal que busca avaliar os impactos e interferências da expansão em diferentes temas: • Biodiversidade • Organização territorial • Paisagem • Povos e terras indígenas • Qualidade do ar • Recursos hídricos • Resíduos	As variáveis socioambientais antes utilizadas como uma análise de sensibilidade, sem função direta na expansão, serão cada vez mais utilizadas como pré-requisitos e restrições ao planejamento. Haverá maior aprofundamento das análises destas variáveis nos PDEs futuros. Segundo o entrevistado Cunha, o clima está mudando a hidrologia, é perceptível o quanto se desvia a meteorologia atual da média de longo termo. Para Hochstetler, a alteração na hidrologia altera a abordagem estocástica considerada na modelagem	Sem revisões relevantes.

Tabela 2 - Avaliação PESTEL dos aspectos ecológico-ambientais para os próximos dez anos (2022 – 2031)

Fonte: Elaboração própria a partir de PDE 2031 (EPE, 2022b) e entrevistas com especialistas do SEB.

- Aspectos Legais

PDE 2031	Especialistas do SEB	Impactos sobre modelagem
Considera o arcabouço legal-regulatório vigente para expansão. Realiza uma sensibilidade na rodada livre que desconsidera os efeitos da lei da privatização da Eletrobras que obriga a construção de 8GW de usinas térmicas a gás natural.	De maneira geral, o Brasil não oferece uma previsibilidade legal-regulatória satisfatória. No entanto, é praticamente impossível assumir como premissa de planejamento arcabouços e leis que estão em discussão, pois são tendências muito dinâmicas. Além disso, talvez como efeito do alto grau de envolvimento do legislativo em matérias do setor, incorporam-se muitos “jabutis”⁶ de interpretação ambígua nas leis e regulações, que levam a uma constante judicialização no setor elétrico. O entrevistado Hochstetler comenta que regulações para se reduzir a flexibilidade de uso dos reservatórios podem alterar significativamente a otimização dos recursos hídricos. A utilização de recursos hídricos para irrigação vem aumentando e ainda se conhece pouco sobre os efeitos na hidrologia. A ANA deveria ter um maior rigor e controle sobre o uso dos recursos hidráulicos para irrigação.	Sem revisões relevantes.

Tabela 3 - Avaliação PESTEL do aspecto legal para os próximos dez anos (2022 – 2031)

Fonte: Elaboração própria a partir de PDE 2031 (EPE, 2022b) e entrevistas com especialistas do SEB.

4.1.2.

Análise da indústria – 5 forças de Porter

Seguindo a abordagem metodológica apresentada no item 3.3 deste trabalho, a análise da indústria oferece uma visão complementar à análise PESTEL do ambiente macro. Conforme mencionando no referencial teórico, a análise das cinco forças de Porter é abordagem tradicionalmente utilizada por empresas para se analisar a atratividade de uma indústria. Neste estudo, mais do que a análise do setor elétrico de forma abrangente, se analisará um segmento específico em foco neste capítulo: comercialização de *swaps* de modulação de curva de produção de geração solar fotovoltaica. Neste contexto define-se como cada uma das forças os seguintes participantes:

⁶ Jargão político introduzido pelo então Deputado Federal Ulysses Guimarães que fez uma comparação entre as emendas descabidas geralmente introduzidas por deputados que não entendem da matéria a projetos de lei e jabutis encontrados em árvores. Segundo ele, “jabuti não sobe em árvore. Se está lá, ou foi enchente ou foi mão de gente”.

a) Compradores:

Usinas de geração solar fotovoltaicas – geradores solares estão naturalmente expostos à incidência de irradiação solar em um determinado local onde se localizam as instalações da usina. Devido à natureza da fonte, a produção de energia só ocorre durante as horas do dia e pode sofrer variações e intermitências de acordo com as condições meteorológicas, como por exemplo dias nublados. De acordo com especialistas do setor entrevistados na elaboração deste trabalho, a maior parte dos investidores nesta fonte são avessos a riscos e buscam conhecimento profundo do mercado em que estarão inseridos durante o processo decisório de investimento. Para o entrevistado Carneiro, mais de 90% dos investidores em geração desta natureza são avessos a risco haja visto que a maior parte absoluta de tais empreendimentos são estruturados por meio de financiamentos complexos com instituições financeiras, sendo comum o estabelecimento de condicionantes e limitações de exposição a risco.

Como ilustra a Figura 26, a geração de energia solar fotovoltaica centralizada é liderada por grandes grupos empresariais, em um setor bastante competitivo e fragmentado. Essas organizações possuem um elevado nível de governança e processo decisório de investimentos. Muitas delas, inclusive, têm operações de geração solar em outros continentes e mercados maduros onde o fenômeno da curva do pato já é uma realidade. Portanto, esse tipo de participante estaria no mínimo interessado em conhecer uma proposta de *swap* para mitigar os riscos de produção de suas usinas.

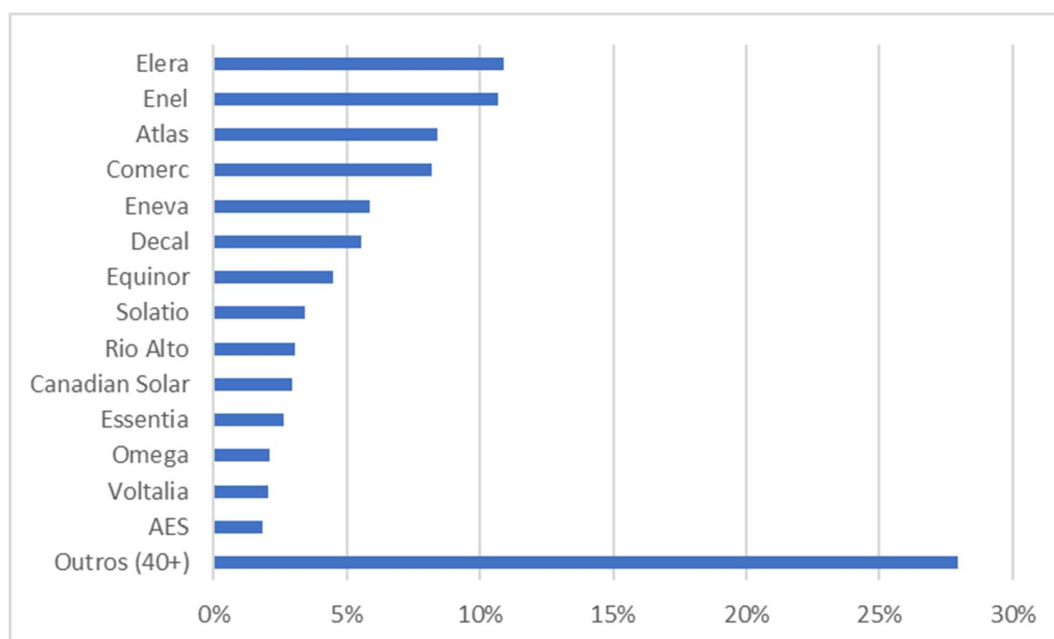


Figura 26 - Participação de mercado de geradores de energia solar fotovoltaica em 2021.

Fonte: Elaboração própria a partir das informações nos sites das empresas e no banco de informações de geração de energia da Aneel (2022c).

Como ilustrado no item 3.4, este trabalho identifica quatro perfis entre os geradores solar. Cada um desses perfis pode ter diferentes origens, mas de maneira geral assume-se que grandes grupos como esses citados são grupos mais avessos a riscos do que outros agentes que têm uma origem menos organizada, com decisões centralizadas e financiamento próprio. Entre os agentes avessos a riscos, há um espectro dentre os que acreditam quão acentuada será o fenômeno da curva do pato. Portanto, como premissa deste trabalho, assume-se que metade dos agentes são mais avessos a riscos e que metade desta parte acredita em uma curva do pato acentuada, separando o mercado potencial desses compradores em 25% para cada um dos quatro perfis descritos, como ilustrado na Figura 27. A baixa concentração de mercado reduz a força dos compradores, no entanto a necessidade de se ter um projeto financeiramente viável para financiamento tornam esses agentes muito criteriosos na escolha de uma solução de mitigação de risco, o que aumenta sua força. De forma ponderada, avalia-se a força (poder de barganha) dos compradores como **média**.

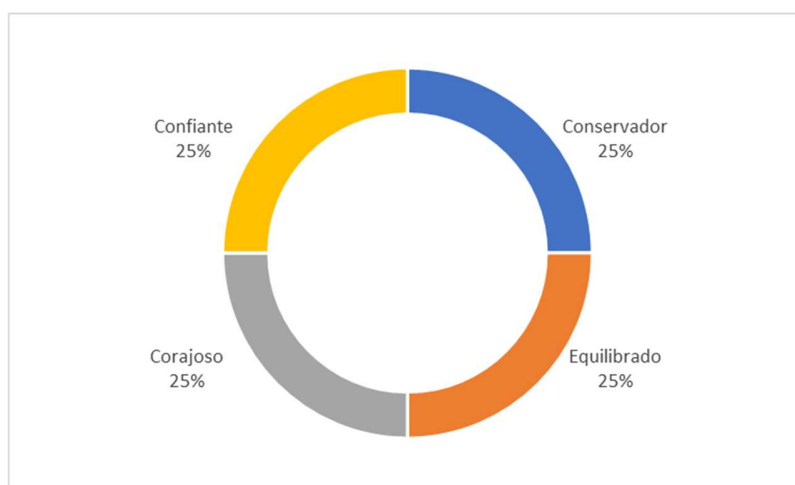


Figura 27 - Premissa para distribuição do mercado de compradores formados por geradores de energia solar fotovoltaica.

Fonte: Elaboração própria a partir de entrevistas com especialistas do SEB.

b) Competidores:

Comercializadoras de energia – a oferta de *swaps* de modulação de geração solar é um produto muito específico e emergente no mercado. Dada a característica do produto que visa oferecer cobertura de um risco específico em troca de um prêmio, ou seja, um seguro, a oferta deste produto é fundamentalmente um instrumento financeiro, geralmente oferecido por instituições financeiras. O comercializador de energia é o agente do SEB que tem em sua natureza de negócio comprar e vender energia elétrica a outros agentes ou outras comercializadoras. Ou seja, é um agente neutro, ou intermediário que muitas das vezes opera o mercado de preços futuros com posições em aberto: comprado ou vendido. Portanto, considerando essa vocação e a opinião expressada pelos especialistas do SEB entrevistados para elaboração deste trabalho, assume-se que os competidores na oferta de *swaps* de modulação de geração solar são majoritariamente formados por agentes comercializadores de energia. A Figura 28 ilustra a distribuição de mercado entre as vinte maiores comercializadoras de energia em 2021, onde se evidencia uma fragmentação grande onde nenhum competidor com a exceção da Eletrobras detém mais de 5% dos volumes transacionados.

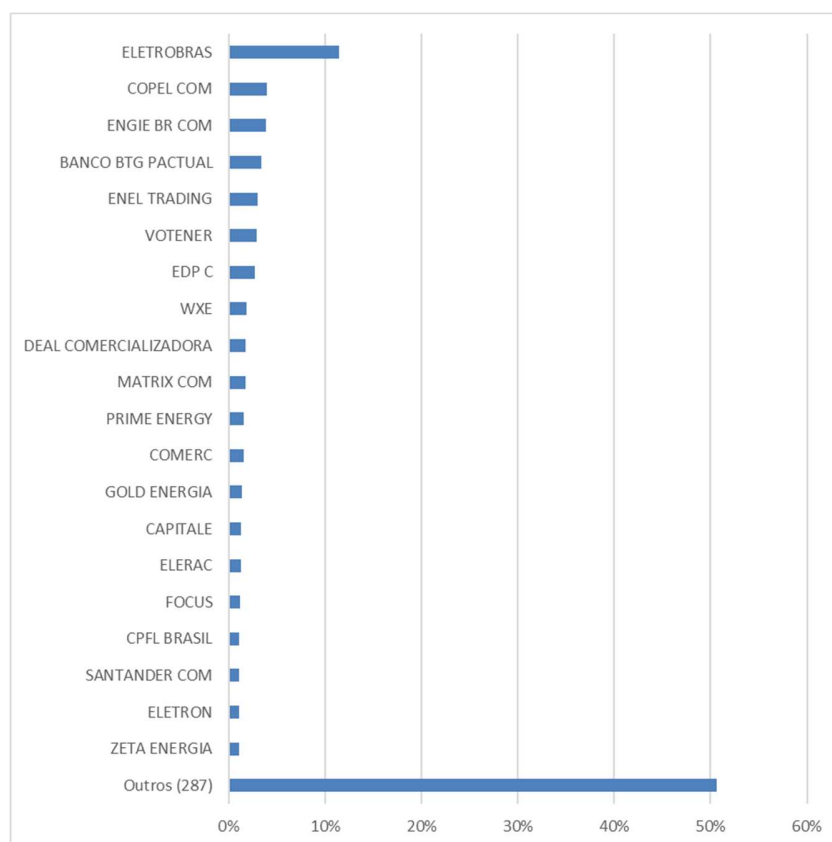


Figura 28 - Participação de mercado de comercialização de energia

Fonte: Elaboração própria a partir do relatório info mercado (CCEE, 2022c)

Dentre as comercializadoras, é importante destacar que um menor número seja capaz de oferecer esse produto aos geradores. Isso ocorre porque se trata de uma atividade de alto risco para quem oferece o swap e requer importantes competências de mercado que são difíceis de se desenvolver, entre elas destacam-se três essenciais que também estão ilustradas na Figura 29: i) reputação; ii) apetite e conhecimento; iii) solidez financeira. Essas três competências aliadas permitiriam a formação do entorno competitivo deste produto tão específico. Contudo, apenas uma minoria dos agentes comercializadores se enquadra nessas três ao mesmo tempo.

Dentre as mais de quatrocentas comercializadoras em operação, apenas aproximadamente 10% pertencem a um grande grupo industrial ou instituição financeira e, dentre estas, apenas uma fração operam em mercados futuros de longo prazo e têm modelos de precificação e planejamento energético de longo prazo. Também, são poucas aquelas que têm um nível de capitalização relevante, ou seja, centenas de milhões de reais integralizados de forma a oferecer aos credores de um projeto solar a solidez financeira necessária como garantia colateral ao contrato *swap*. Por se tratar de um produto de nicho e bastante específico, não se espera uma competição formada por muitos agentes. No entanto, a competição será formada por agentes com alta capacidade para atender ao mercado comprador. A competição se dará fundamentalmente pelo prêmio exigido e customizações sobre a cobertura do risco oferecidas.

Assim como observado na força dos compradores, a rivalidade entre os competidores é bastante significativa havendo pouca concentração de mercado e inúmeras empresas em operação. Contudo, assim como também justificado na força dos compradores oferecer um swap de curva de geração de energia solar requer alta especialização e solidez financeira. Tendo em vista o arcabouço complexo por trás de uma estruturação de financiamento de um projeto de geração renovável, uma comercializadora terá que passar pelo crivo dos credores do referido projeto. Uma comercializadora raramente tem ativos que possa oferecer em garantia em contratos desta natureza e só será uma contraparte aceitável por bancos e acionistas caso possa oferecer garantias financeiras ou corporativas quando pertencer a um grande grupo econômico. Isso limitaria bastante o número de comercializadoras potenciais a oferecer esse produto. Considerando esses dois importantes elementos antagônicos, podemos avaliar a força da rivalidade com **média**.

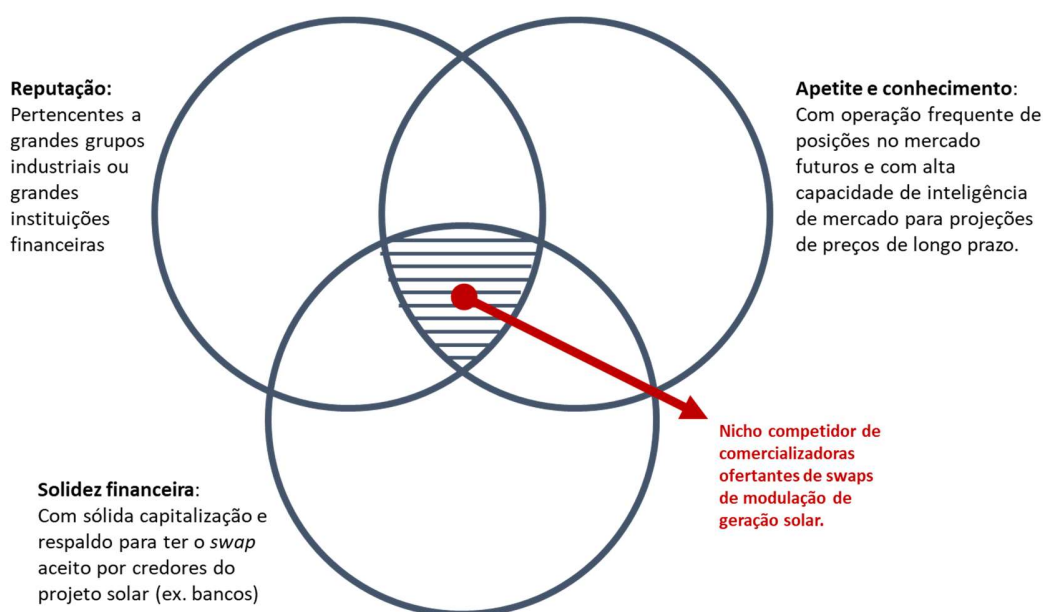


Figura 29 - Intercessão de competências essenciais de comercializadoras

Fonte: Elaboração própria a partir de exploração nas entrevistas com especialistas do SEB.

c) Fornecedores:

Hidrelétricas – Por ofertarem uma fonte de energia modulável e controlável, são capazes de ofertar flexibilidade ao sistema de forma a mitigar grandes assimetrias de preços horários. Contudo, por uma limitação regulatória, a otimização de despacho das usinas de geração hidráulicas é realizada de forma centralizada pelo ONS, conforme apresentado no item 2.2, o que limita a capacidade dos agentes geradores ofertarem essa flexibilidade como um instrumento bilateral de contratação, ou um *swap*. Ainda assim, são agentes muito relevantes com alto conhecimento do mercado e projeções de preços que poderiam oferecer uma proteção pelo menos parcial às operações da natureza em questão.

Bancos e seguradoras – Apesar de um *swap* ser um contrato bilateral somente entre duas partes, há, no entanto, alguns recursos que podem ser necessários para a formalização do contrato bem como recursos para que a comercializadora possa gerenciar o risco ao longo do tempo. Começando pela primeira, é muito comum que contratos de energia, incluindo *swaps* apresentem garantias que lastreiam a operação.

Ou seja, os compradores exigirão garantias de que o vendedor é capaz de administrar o risco em questão e o vendedor exigirá que o comprador apresente garantias de pagamento do prêmio exigido. Essas garantias podem ser de diversas formas, mas as mais comuns são: i) apresentação de carta fiança bancária; e ii) seguro garantia. Ambos os instrumentos têm de apresentar liquidez imediata a partir do descumprimento contratual. Com isso, os sistemas bancário e segurador tornam-se fornecedores deste tipo de instrumento financeiro. O principal poder de barganha dos fornecedores se dá pelo número relativamente pequeno de instituições dispostas a oferecer esse tipo de garantia para uma operação não usual. A começar pelas seguradoras, a emissão de seguros é regulada pela SUSEP, que tem entre outras funções a de regulamentar a oferta de seguros por parte das seguradoras. Já para o mercado bancário, a oferta de carta fiança também requer uma avaliação de solvência e solidez financeira. Essas condicionantes são na verdade limitadores da oferta por parte dos fornecedores havendo pouca ou nenhuma ação ou retaliação possível por parte dos competidores para aumentar.

O mercado segurador de garantias financeiras é bastante vasto e com alta capacidade. De acordo com a SUSEP (2022), em 2022, 35 seguradoras emitiram seguros garantia. Contudo, apenas 6 seguradoras concentraram pouco mais de 60% dos prêmios emitidos, sendo as três maiores com 15%, 13% e 10% respectivamente. O mercado segurador também é regulado por órgãos e instituições financeiras competentes e, portanto, a emissão de garantias ao mercado dispõe de requisitos e avaliações de risco para emissão. Uma vez que o *swap* em análise neste trabalho não é um contrato padrão e de alta liquidez, os fornecedores de garantia para as comercializadoras terão cautela e no mínimo profundo questionamento sobre o produto, tornando-o customizado caso a caso. Considerando essas ponderações, podemos inferir que a força (poder de barganha) dos fornecedores na indústria é **alta**.

d) Novos Entrantes:

Ofertantes de derivativos e instrumentos financeiros – os *swaps* de modulação de geração solar são essencialmente instrumentos de proteção financeira, no entanto são comumente formalizados como contratos de compra e venda de energia elétrica. Essa prática no mercado se dá principalmente porque os agentes que potencialmente oferecem esses produtos também são agentes do SEB e celebram contratos desta natureza para outros produtos. Contudo, o mesmo tipo de swap poderia também ser oferecido por agentes do sistema financeiro em forma de derivativo. A principal diferença se dá na formalização do instrumento, enquanto um *swap* celebrado nas vias de contrato de compra e venda de energia elétrica é formalizado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), o *swap* celebrado como um derivativo financeiro é formalizado na B3 e regulado pela CVM. Nesse contexto, um potencial entrante neste mercado seriam as instituições financeiras, que nos últimos anos já iniciaram esse movimento ingressando no SEB com a criação de comercializadoras de energia. A principal barreira de entrada para ofertar esse tipo de produto é a falta de conhecimento do SEB, sobretudo a formação de preços de longo prazo. Os bancos e instituições financeiras que ingressaram no SEB criando comercializadoras de energia elétrica, terão menor dificuldades para superar essa barreira. Tendo em consideração as baixas barreiras de entrada, porém as altas barreiras para oferta desse produto específico, avalia-se a força de novos entrantes como **média**.

e) Produtos substitutos:

Novas tecnologias e tendências socioeconômicas – Com relação aos produtos substitutos, pode se verificar principalmente pela introdução de tecnologias que mitigam o efeito da curva do pato no mercado. Alguns mercados em países mais maduros já vêm implementando alguns tipos de tecnologia que permitem maior flexibilidade. Em alguns casos, “[...] a solução para curva do pato passa pela inserção de geração a gás flexível”. (OLCZAK *et al*, 2021, p. 13)

O uso de redes inteligentes, *smartgrids*, também pode ser um catalizador para suavização da curva do pato. Como resultado de sua pesquisa, Sheha *et al* (2020) observaram que o uso inteligente combinado de ar-condicionado e baterias é capaz de produzir esse benefício e otimizar a dinâmica de preços ao ligar os aparelhos e carregar as baterias durante as primeiras horas do dia, quando os preços estão menores, e minimizar o uso destes em horário posterior uma vez os ambientes já estão pré-climatizados. Considerando os incentivos dados a carros elétricos e infraestrutura correlacionada por políticas ambientais de muitos países, agregar tais incentivos a uma solução de otimização de rede de energia pode ser uma boa combinação.

Como ilustra a Figura 30, outra forma de se otimizar demanda e bateria em conjunto pode ser realizada através de veículos elétricos. Ao concentrar a carga dos veículos nos horários fora pico de demanda, se incrementa a carga em um horário em que há excedente de produção de energia solar, o que reduz a necessidade de carga nos horários de pouca ou nenhuma irradiação solar (SHEHA *et al*, 2020)

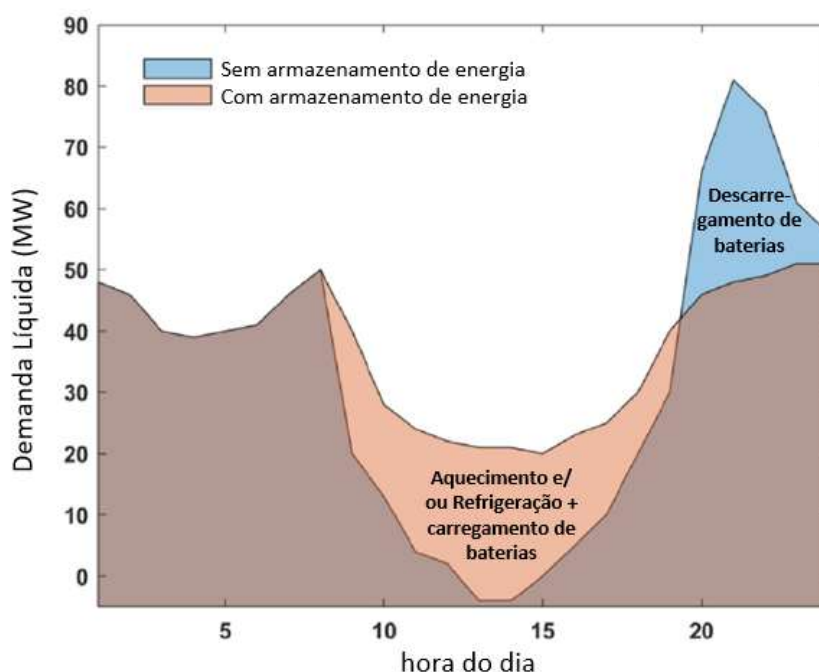


Figura 30 - Aproveitamento do armazenamento de energia por meio de aquecedores, refrigeração e baterias para achatar a curva de demanda líquida de eletricidade.

Fonte: Sheha *et al.* (2020, p. 4)

Kalair *et al.* (2021), apresentam uma abordagem embasada principalmente em automação e tecnologia da informação para contornar o problema da curva do pato. Em pesquisa realizada em laboratório, os pesquisadores concluíram que ao integrar a equipamentos eletrônicos com sistema de controle de micro e nano rede, se viabiliza a internet das coisas para facilitar o uso inteligente e eficiente desses equipamentos. Ao se instalar medidores e transformadores inteligentes aliados a equipamentos que permitem a troca de informações com vezes maior do que os sistemas tradicionais SCADA e com a monitoração e programação de consumo nessas micro e nano redes, é possível obter uma grande massa de dados para uma interação com uma rede de inteligência artificial que objetiva o consumo inteligente. Ainda segundo Kalair *et al* (2021), o uso de micro e nano redes para aplicação desta solução minimiza os riscos de segurança da informação, como por exemplo ataques cibernéticos feitos por hackers. A Figura 31 sintetiza os recursos, tempo e utilização dessas informações.

Redes nano, micro e milli são partes integrantes de redes inteligentes. Essas redes de pequena escala compartilham seus recursos individuais para resolver problemas de demanda. As redes nano, micro e milli fornecem necessidades de energia locais e suportam redes macro nacionais em emergências. (KALAIR, *et al.*, 2021, p. 9, tradução nossa)

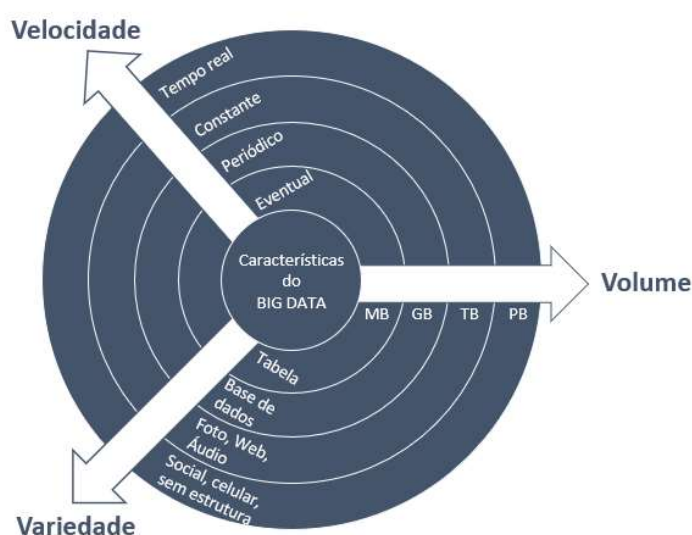


Figura 31 - Expansão contínua do uso e características do Big Data
Fonte: Kalair, *et al.* (2021, p. 21, tradução nossa)

Uma abordagem paralela e diferente da maioria dos pesquisadores é apresentada por Krietemeyer *et al.* (2021), que propõem uma solução com base na adequação cultural de uma comunidade para o uso inteligente e eficiente da energia. Em pesquisa realizada na comunidade Mueller na cidade de Austin, Texas, que tem alta irradiação solar e já apresenta os efeitos da curva do pato nos preços horários, se observou que há um potencial alto de engajamento comunitário favorável a regras e normas que possibilitem o uso mais inteligente de energia. Dentre suas conclusões, os autores citam “[...] é possível mobilizar esforços locais se os programas se baseiam em uma análise cuidadosa de motivações, normas individuais e sociais e incentivos relevantes, utilizando o modelo de Culturas Energéticas.” (KRIETEMEYER, *et al.*, 2021, nossa tradução).

Considerando as diferentes ofertas e desenvolvimento de tecnologias substitutas apresentadas, avalia-se que ainda estão em estágio inicial de desenvolvimento com baixa escala e viabilidade econômica, especialmente no Brasil. Portanto, avalia-se a força dos produtos substitutos como **baixa**.

4.1.3. Avaliação consolidada das 5 forças de Porter

De forma agregada, resume-se que a atratividade da indústria em análise é média, uma vez que a avaliação das forças teve essa avaliação, com exceção da força dos fornecedores e substitutos, que tiveram avaliação alta e baixa respectivamente. Na figura 32, pode observar a avaliação consolidada da atratividade da indústria.

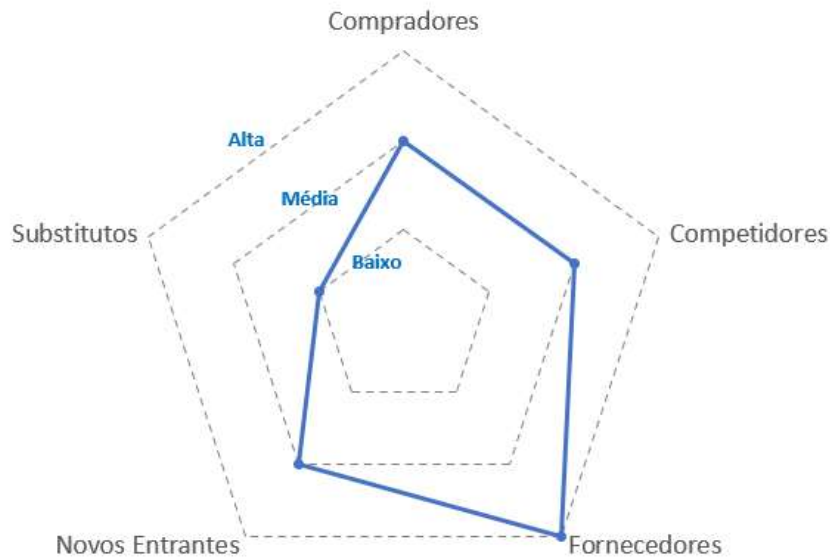


Figura 32 - Avaliação consolidada das 5 Forças de Porter
Fonte: Elaboração própria

4.2. Simulação de preços horários de longo prazo

4.2.1. Resultados do caso base

Considerando os dados de entrada mencionados nas seções 3.2.1 a 3.2.4, obtém-se os preços projetados abaixo. É possível observar que as curvas projetadas de 2026 e 2031 traduzem uma evolução do que seria o efeito da “curva do pato”. Contudo, ainda não se observa uma grande diferença entre os pontos mínimos e máximos de cada ano, mas é sim possível observar uma tendência de aumento de assimetria ao longo do tempo, como demonstram as Figuras 33 a 35.

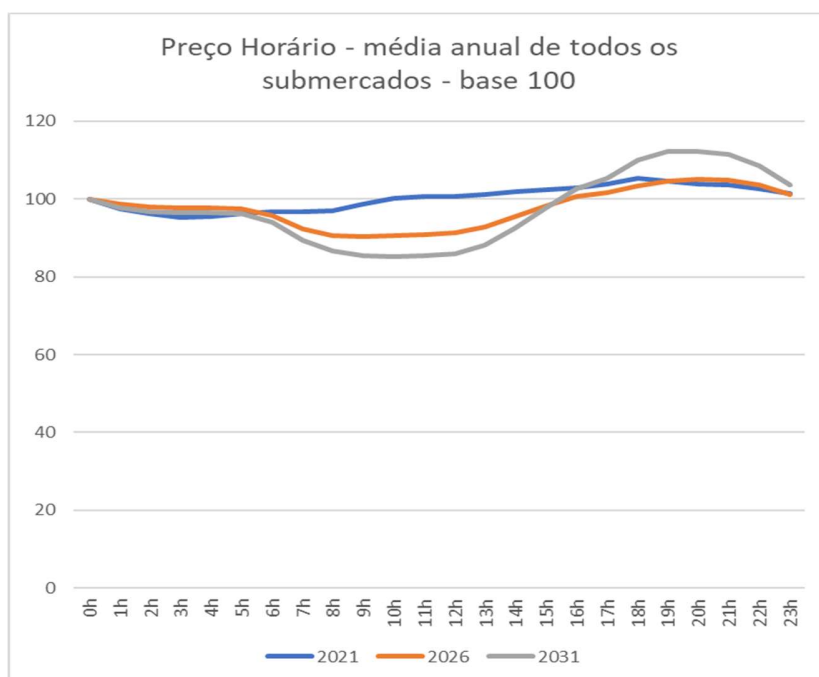


Figura 33 - Média anual dos preços horários para todos os submercados – caso base
Fonte: Elaboração própria

Ao se estratificar o resultado de todos os submercados por trimestre, é possível observar que a “curva do pato” é mais e menos acentuada dependendo da época do ano, confirmando a tendência observada em outras geografias do mundo onde este fenômeno é também influenciado pela sazonalidade. Pelo que indicam os resultados das simulações deste trabalho, a “curva do pato” no Brasil será mais acentuada no primeiro trimestre, período em que há maior demanda de energia devido às altas temperaturas, contudo essa acentuação ocorrerá principalmente por picos de demanda no período noturno, quando há ausência de produção de energia da fonte solar.

Também é possível observar que no primeiro trimestre a tendência de formação da curva é mais evidente. Já em 2026 se pode ver o desenho da “curva do pato” bem delineado, embora mais “achatado”. No terceiro e quarto trimestre, a curva é menos acintosa sendo o efeito mais concentrado nos preços deprimidos do horário da manhã onde se forma a “barriga do pato” enquanto os preços de pico no horário noturno são menos acentuados não deixando tão evidente a “cabeça do pato” na ilustração do gráfico. Por último, é possível também observar que no segundo trimestre há pouca

variação dos preços, tampouco demonstra uma tendência entre os diferentes anos em análise.

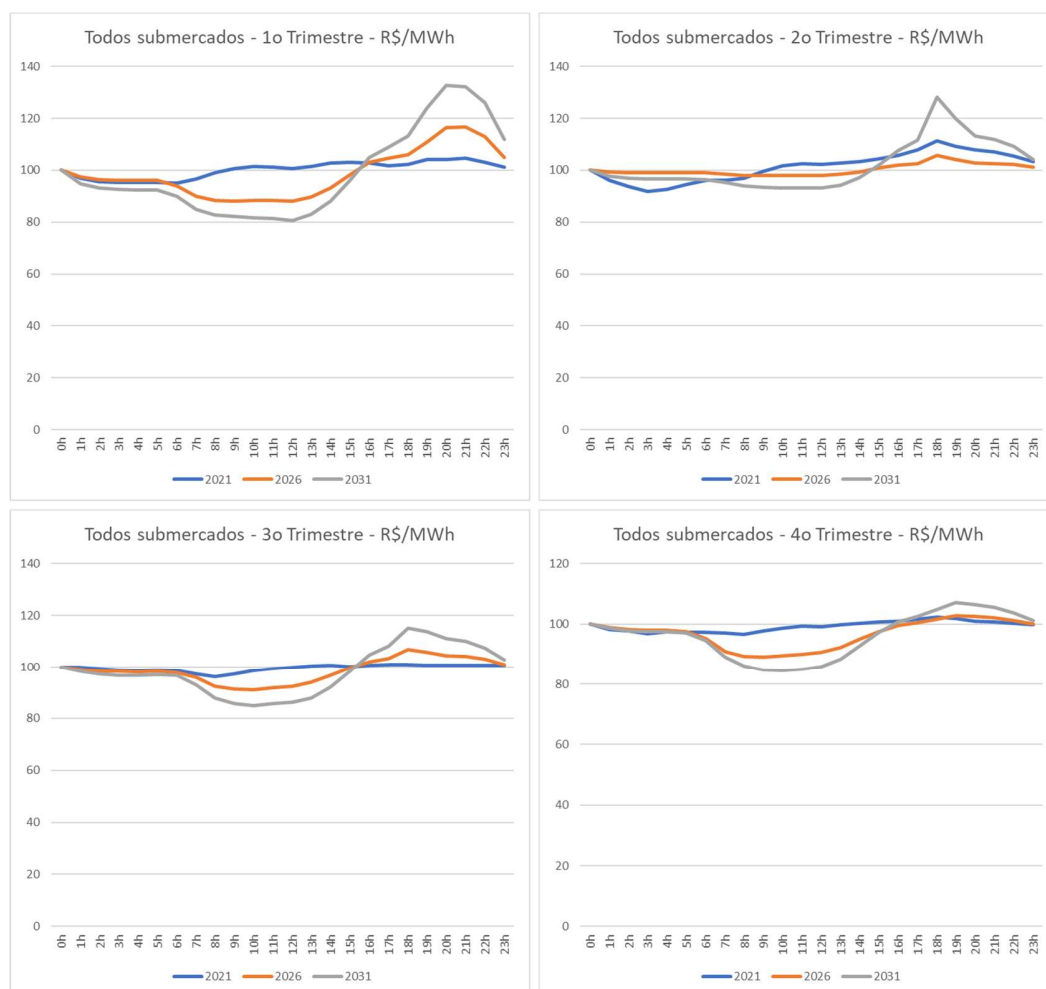


Figura 34 - Médias trimestrais dos preços horários para todos os submercados – caso base
Fonte: Elaboração própria

A estratificação dos resultados por cada submercado demonstra que há pouca assimetria entre eles. Pode-se observar a formação da curva do pato de forma muito semelhante a ilustração de todos os submercados em conjunto como mencionado no início deste capítulo. No entanto, se observa que os preços do período da manhã início da tarde no Nordeste são mais deprimidos.

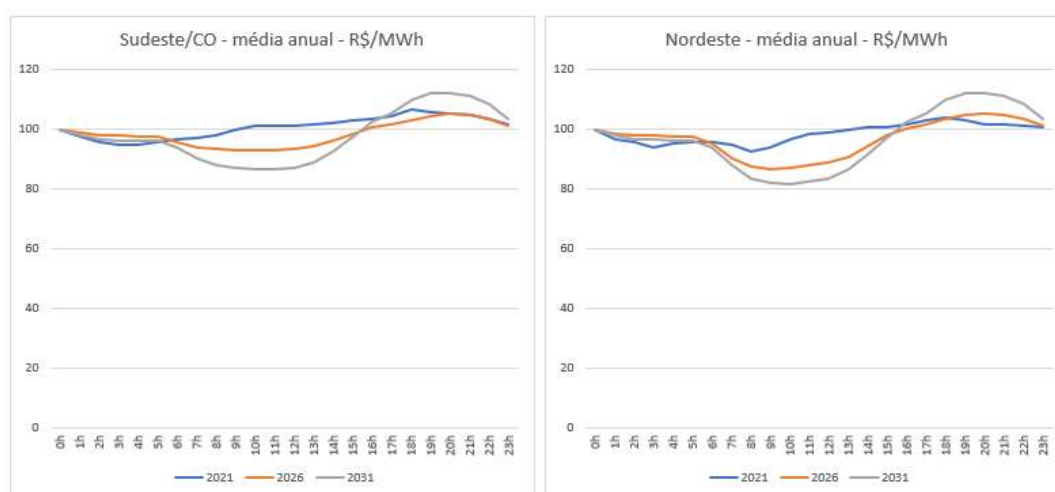


Figura 35 - Média anual dos preços horários por submercado – caso base
Fonte: Elaboração própria

4.2.2. Assimetrias de preço no caso base

De forma mais detalhada, esta seção se propõe a analisar a estratificação dos resultados para cada período, horário e submercado. Para tal, são utilizadas tabelas de comparação analítica segregando cada um desses fatores por cada submercado. As tabelas analíticas apresentam não somente os preços das simulações em base cem, como observado nos gráficos do item 4.1, mas também a razão entre os preços em si. A razão utilizada neste trabalho tem como base o período da manhã, que sempre terá fator igual a 1,0. Desta forma é possível verificar a relevância da assimetria, ou seja, qual é a diferença entre os preços do horário noturno e matinal e assim por diante.

A começar pelo Sudeste/CO, mercado que representa mais de 60% do consumo no país, observamos alguns fatores importantes. Como analisado anteriormente, o principal fator de assimetria é o período horário, que é foco da pesquisa deste trabalho, no entanto o efeito sazonal segregado em trimestres também influencia significativamente na análise. Na tabela 10, é possível verificar que:

- a) Há uma alteração no patamar de preços a partir de 2026. Em 2021 se verificou que em média os menores preços se concentravam no período da madrugada, a partir de 2026 os preços ficam mais deprimidos no período da manhã, muito em função da instalação massiva de geração solar que tem seu início de produção de energia pouco antes das seis horas da manhã;
- b) Há uma clara tendência com o passar dos anos que os preços matinais se tornem cada vez mais deprimidos e mais acentuados no período noturno;
- c) A maior assimetria observada foi no primeiro trimestre alcançando a razão de 1,4x o preço noturno contra o preço matinal. Portanto, pode-se concluir que não somente a assimetria é crescente como que com um potencial de 40% no dentro do dia;

Sudeste/ CO

1o Trimestre - preço base 100			
	2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	96	97	94
Manhã (06h00-11h59)	99	93	86
Tarde (12h00-17h59)	103	98	95
Noite (18h00-23h59)	104	111	123

1o Trimestre - razão preço manhã			
	2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.0	1.1
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.1	1.2	1.4

2o Trimestre - preço base 100			
	2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	94	99	97
Manhã (06h00-11h59)	99	98	94
Tarde (12h00-17h59)	105	100	101
Noite (18h00-23h59)	109	103	114

2o Trimestre - razão preço manhã			
	2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	0.9	1.0	1.0
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.0	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.1	1.0	1.2

3o Trimestre - preço base 100			
	2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	99	99	98
Manhã (06h00-11h59)	99	95	90
Tarde (12h00-17h59)	100	99	97
Noite (18h00-23h59)	100	104	110

3o Trimestre - razão preço manhã			
	2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.0	1.1
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.0	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.0	1.1	1.2

4o Trimestre - preço base 100			
	2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	99	98	98
Manhã (06h00-11h59)	99	93	88
Tarde (12h00-17h59)	101	97	95
Noite (18h00-23h59)	101	102	105

4o Trimestre - razão preço manhã			
	2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.1
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.0	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.0	1.1	1.2

Tabela 10 - estratificação das diferenças dos preços médios para o Sudeste/CO – caso base
Fonte: Elaboração própria

Na tabela 11 é possível observar que no submercado nordeste há pouca variação sobre as verificadas no submercado Sudeste/CO, dentre as quais se destacam:

- Apresentaram a mesma tendência e comportamento de assimetrias;
- Alcança a maior assimetria em todos os trimestres sobretudo no primeiro onde chegou a 1,5x;

Nordeste							
1o Trimestre - preço base 100							
2021	2026	2031		2021	2026	2031	
Madrugada (00h00-05h59)	97	97	94	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.2
Manhã (06h00-11h59)	99	86	81	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	101	94	92	Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	102	112	123	Noite (18h00-23h59)	1.0	1.3	1.5
2o Trimestre - preço base 100							
2021	2026	2031		2021	2026	2031	
Madrugada (00h00-05h59)	95	99	97	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.0	1.0
Manhã (06h00-11h59)	97	98	94	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	102	100	101	Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.0	1.1
Noite (18h00-23h59)	104	103	114	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.1	1.2
3o Trimestre - preço base 100							
2021	2026	2031		2021	2026	2031	
Madrugada (00h00-05h59)	99	99	98	Madrugada (00h00-05h59)	1.1	1.1	1.1
Manhã (06h00-11h59)	94	92	88	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	102	98	96	Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	103	104	110	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.1	1.3
4o Trimestre - preço base 100							
2021	2026	2031		2021	2026	2031	
Madrugada (00h00-05h59)	96	98	98	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.2
Manhã (06h00-11h59)	93	88	85	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	99	95	94	Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	100	102	105	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.2	1.2
1o Trimestre - razão preço manhã							
2021	2026	2031		2021	2026	2031	
Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.2	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.2
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.1	1.1	Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.0	1.3	1.5	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.2	1.2
2o Trimestre - razão preço manhã							
2021	2026	2031		2021	2026	2031	
Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.0	1.0	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.2
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.0	1.1	Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.1	1.1	1.2	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.2	1.2
3o Trimestre - razão preço manhã							
2021	2026	2031		2021	2026	2031	
Madrugada (00h00-05h59)	1.1	1.1	1.1	Madrugada (00h00-05h59)	1.1	1.1	1.1
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.1	Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.1	1.1	1.3	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.1	1.3
4o Trimestre - razão preço manhã							
2021	2026	2031		2021	2026	2031	
Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.2	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.2
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.1	Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.1	1.2	1.2	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.2	1.2

Tabela 11 - estratificação das diferenças dos preços médios para o Nordeste – caso base

Fonte: Elaboração própria

4.2.3.

Resultados do cenário alternativo - rodada livre do PDE

Ao considerar as premissas da rodada livre do PDE, como descrito no item 2.3.5 deste trabalho, se obtém uma curva do pato ligeiramente mais acentuada principalmente pela depreciação no período da manhã onde os preços da “barriga do pato” reduzem cerca de 5% em relação ao caso base. No entanto, esse efeito só é observado no longo prazo, em 2031. Para os anos 2021 e 2026 não foi observada alteração relevante na estrutura geral dos preços médios anuais por hora no sistema. Na Figura 36 é possível observar que ao longo do tempo e com a introdução de usinas de geração solar o desenho da “curva do pato” é delineado ao longo do tempo (anos),

obtendo preços relativamente abaixo da média no período da manhã e acima da média no período da noite.

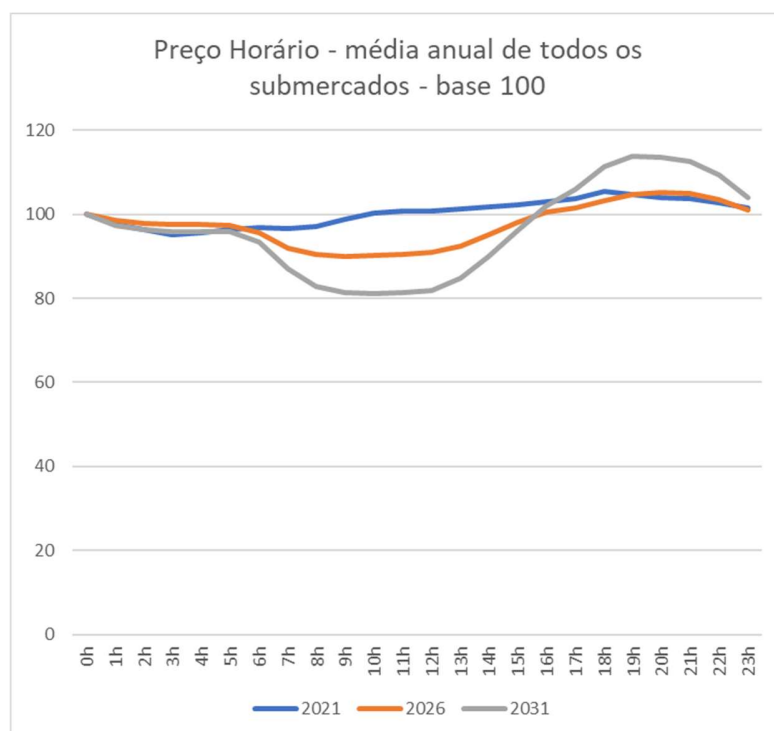


Figura 36 - Média anual dos preços horários para todos os submercados – cenário alternativo
Fonte: Elaboração própria

Na análise sazonal da simulação dos preços horários de energia, o cenário alternativo também apresenta os mesmos efeitos observados nas simulações apresentadas no item 4.2.1, mas com um aprofundamento na depressão dos preços nos horários da manhã. Como se pode observar na Figura 37, os preços relativos em base cem alcançaram valores inferiores a 80 no primeiro e terceiro trimestres para o ano de 2031. Esse aprofundamento do preço não foi atingido no caso base. O segundo e quarto trimestres, obtiveram resultados bastante similares aos apresentados no caso base.

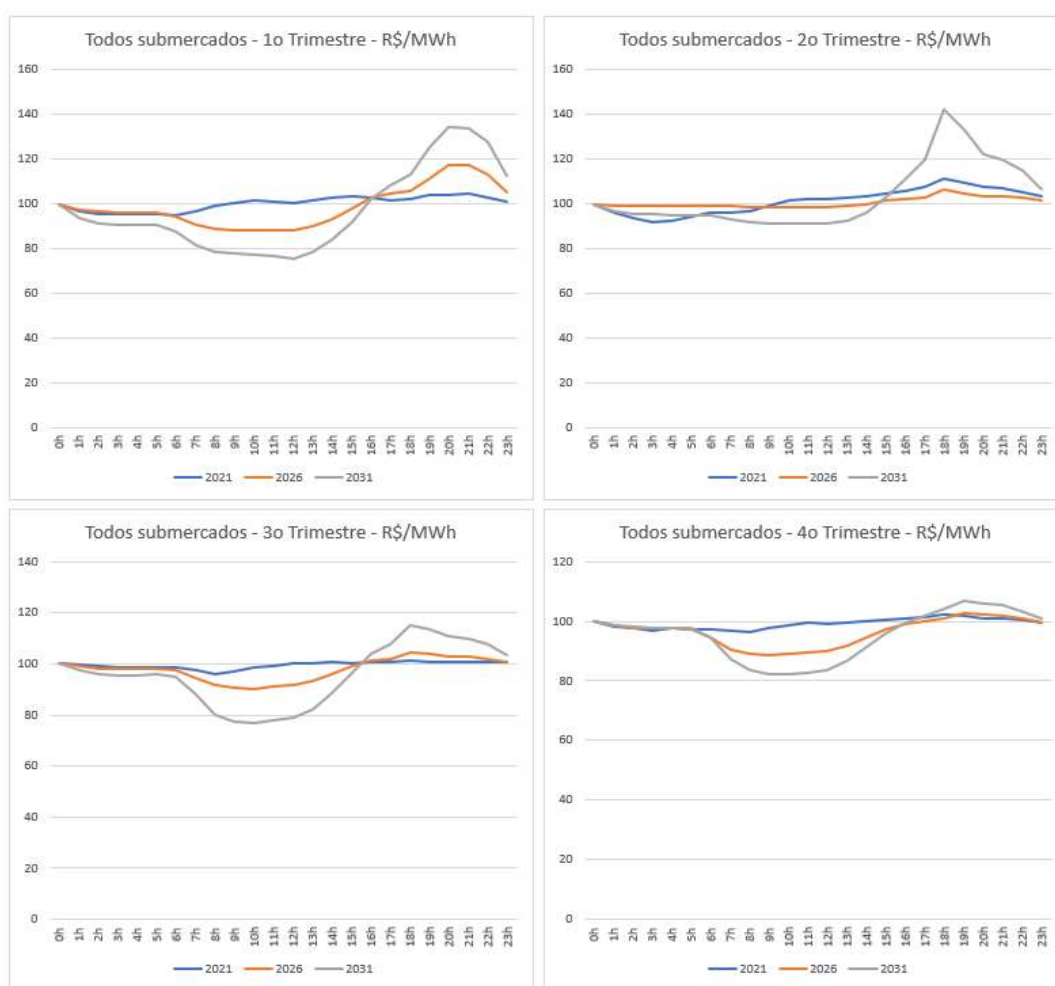


Figura 37 - Média trimestral dos preços horários para todos os submercados – cenário alternativo
Fonte: Elaboração própria

Na análise regional, mais uma vez se observa efeitos muito semelhantes aos ilustrados no item 4.2.1. Também, a maior variação observada neste cenário alternativo foi com relação a preços inferiores no período da manhã, sobretudo no ano 2031 no Nordeste, como ilustra a Figura 38. Isto se explica, principalmente porque há uma grande concentração da capacidade de geração renovável no Nordeste, que tem a vocação natural da melhor oferta destes tipos de fonte no Brasil, e com a retirada das usinas térmicas no cenário alternativo o sistema se torna menos flexível pressionando os gargalos de escoamento da sobre oferta de energia gerada por essas fontes, em especial a solar que tem rampa de produção de energia acentuada no início da manhã.

Essa diferença em relação ao caso base, pode ser um alerta de longo prazo que caso não haja desenvolvimento de maior capacidade de transmissão e/ ou geração flexível, o fenômeno “curva do pato” é acentuado.

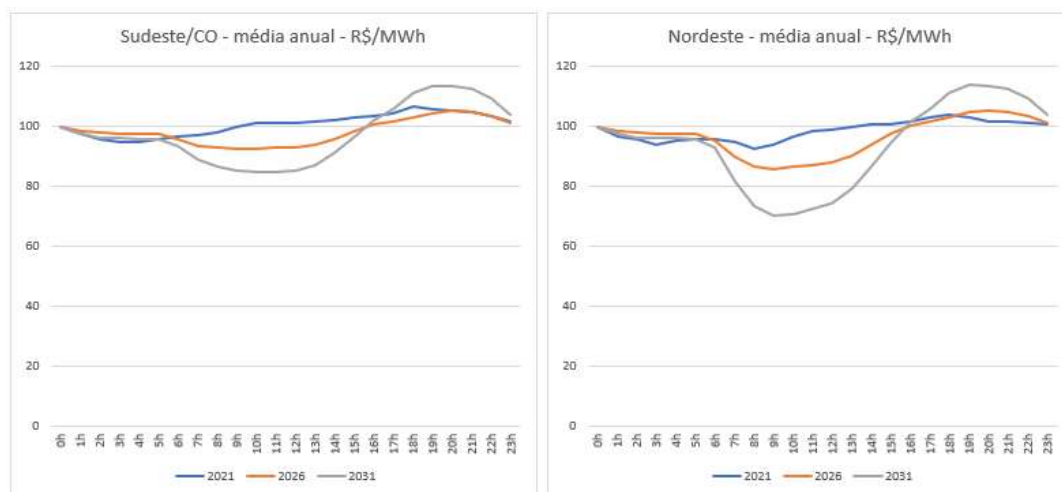


Figura 38 - Média anual dos preços horários por submercado – cenário alternativo
Fonte: Elaboração própria

4.2.4.

Assimetrias de preço no cenário alternativo – rodada livre do PDE

Ao aprofundar a análise no cenário alternativo e, a exemplo da análise realizada sobre o caso base apresentada no item 4.2.2, se propõe a utilização do mesmo modelo de tabelas comparativas para tal bem como o cálculo de razões entre preços de referência em base cem.

No submercado Sudeste/CO, o mais relevante do país, não há uma alteração substancial nos fatores já previamente observados no caso base, mais uma vez, se observa uma leve, quase irrelevante acentuação dos efeitos no preço horário somente no longo prazo, em 2031. Onde a único fator com variação superior a 0,1 foi no período da noite no segundo trimestre no ano de 2031, onde o fator foi elevado de 1,2x no caso base para 1,3x no caso alternativo. Demais fatores sofreram acentuação do efeito somente na segunda casa decimal. A tabela 12 apresenta todos os preços em base cem bem como os fatores comparativos no cenário alternativo.

Sudeste/CO

1o Trimestre - preço base 100				1o Trimestre - razão preço manhã			
	2021	2026	2031		2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	96	97	93	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.0	1.1
Manhã (06h00-11h59)	99	93	82	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	103	98	92	Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	104	111	124	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.2	1.5

2o Trimestre - preço base 100				2o Trimestre - razão preço manhã			
	2021	2026	2031		2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	94	99	96	Madrugada (00h00-05h59)	0.9	1.0	1.0
Manhã (06h00-11h59)	99	99	92	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	105	101	102	Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.0	1.1
Noite (18h00-23h59)	109	104	123	Noite (18h00-23h59)	1.1	1.0	1.3

3o Trimestre - preço base 100				3o Trimestre - razão preço manhã			
	2021	2026	2031		2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	99	99	97	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.0	1.1
Manhã (06h00-11h59)	99	94	87	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	100	98	95	Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.0	1.1
Noite (18h00-23h59)	100	103	110	Noite (18h00-23h59)	1.0	1.1	1.3

4o Trimestre - preço base 100				4o Trimestre - razão preço manhã			
	2021	2026	2031		2021	2026	2031
Madrugada (00h00-05h59)	99	98	98	Madrugada (00h00-05h59)	1.0	1.1	1.1
Manhã (06h00-11h59)	99	92	88	Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	101	96	94	Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.0	1.1
Noite (18h00-23h59)	101	101	104	Noite (18h00-23h59)	1.0	1.1	1.2

Tabela 12 - Estratificação das diferenças dos preços médios para o Sudeste/CO – cenário alternativo
Fonte: Elaboração própria

Ao analisar o submercado Nordeste, a Tabela 13 resume os principais resultados para esta região que apresentou uma quantidade maior de fatores com variação superior a 0,1 ponto quando simulado sob premissas do cenário alternativo. Entre os fatores que tiveram variação superior a 0,1 ponto. Tal variação somente foi observada no ano de 2031 sendo:

- +0,30 no período da noite do terceiro trimestre, de 1,3x no caso base para 1,6x no cenário alternativo;
- +0,25 no período da madrugada do terceiro trimestre, de 1,1x no caso base para 1,4x no cenário alternativo;
- +0,15 no período da tarde do terceiro trimestre, de 1,1x no caso base para 1,2x no cenário alternativo;
- +0,12 no período da noite do segundo trimestre, de 1,2x no caso base para 1,3x no cenário alternativo;
- +0,12 no período da madrugada do quarto trimestre, de 1,2x no caso base para 1,3x no cenário alternativo;

- +0,12 no período da noite do quarto trimestre, de 1,3x no caso base para 1,4x no cenário alternativo;
- +0,10 no período da noite do primeiro trimestre, de 1,5x no caso base para 1,6x no cenário alternativo;

Apesar de as variações dos fatores não parecerem tão relevantes quando olhadas isoladamente, há de se considerar que para alguns períodos do dia e do ano a diferença de preço horário no *intraday* pode alcançar a 60%, portanto o dobro da diferença máxima que se verificou nos resultados das simulações do caso base. Resta, portanto, analisar o efeito sobre preços de liquidação que servirão de base para análise deste trabalho para avaliar o quão significativamente essas variações pontuais afetariam o preço de um swap de curva horaria.

Nordeste

1o Trimestre - preço base 100			
Madrugada (00h00-05h59)	2021	2026	2031
	97	97	93
Manhã (06h00-11h59)	99	86	76
Tarde (12h00-17h59)	101	94	88
Noite (18h00-23h59)	102	112	124
1o Trimestre - razão preço manhã			
Madrugada (00h00-05h59)	2021	2026	2031
	1.0	1.1	1.2
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.0	1.1	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.0	1.3	1.6
2o Trimestre - preço base 100			
Madrugada (00h00-05h59)	2021	2026	2031
	95	99	96
Manhã (06h00-11h59)	97	99	92
Tarde (12h00-17h59)	102	101	102
Noite (18h00-23h59)	104	104	123
2o Trimestre - razão preço manhã			
Madrugada (00h00-05h59)	2021	2026	2031
	1.0	1.0	1.1
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.0	1.1
Noite (18h00-23h59)	1.1	1.0	1.3
3o Trimestre - preço base 100			
Madrugada (00h00-05h59)	2021	2026	2031
	99	99	97
Manhã (06h00-11h59)	94	90	71
Tarde (12h00-17h59)	102	97	88
Noite (18h00-23h59)	103	103	110
3o Trimestre - razão preço manhã			
Madrugada (00h00-05h59)	2021	2026	2031
	1.1	1.1	1.4
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.2
Noite (18h00-23h59)	1.1	1.1	1.6
4o Trimestre - preço base 100			
Madrugada (00h00-05h59)	2021	2026	2031
	96	98	98
Manhã (06h00-11h59)	93	87	77
Tarde (12h00-17h59)	99	94	90
Noite (18h00-23h59)	100	101	104
4o Trimestre - razão preço manhã			
Madrugada (00h00-05h59)	2021	2026	2031
	1.0	1.1	1.3
Manhã (06h00-11h59)	1.0	1.0	1.0
Tarde (12h00-17h59)	1.1	1.1	1.2
Noite (18h00-23h59)	1.1	1.2	1.4

Tabela 13 - Estratificação das diferenças dos preços médios para o Nordeste – cenário alternativo

Fonte: Elaboração própria – cenário alternativo

4.3. Estratégias de preço e comercialização

A oferta de um *swap* de energia elétrica não é um produto ordinário, pelo contrário é altamente customizado para um nicho de mercado muito específico. Contudo, por se tratar de grandes projetos e valores potenciais contratuais muito expressivos, esse tipo de produto específico para mitigação do risco da “curva do pato” não requer muitos agentes para se tornar escalável o suficiente para se ter como um negócio a parte. Torna-se, portanto, um produto de alta especialização que será negociado entre partes que conhecem profundamente o ambiente de contratação livre de energia (ACL).

A primeira pergunta importante de se responder é: a quem interessa um *swap*? Como mencionado na introdução, item 1.1 e na seção 4.1, os agentes geradores de energia solar serão os principais afetados caso o fenômeno da “curva do pato” venha a se configurar no futuro. Assim como no mercado de seguros, estes agentes podem se ver interessados em proteger suas margens para evitar tal cenário indesejado em troca de um pagamento de prêmio de terceirização do risco.

A próxima importante pergunta é: e a quem interessa absorver tal risco em troca de um prêmio? Em teoria, qualquer agente gerador, consumidor livre ou comercializador do setor elétrico poderia oferecer esse produto, no entanto os agentes com maior afinidade e melhor posicionado para lidar com a volatilidade diária da commodity são os comercializadores. Ainda assim, não é qualquer comercializadora que possui a capacidade ou apetite para ofertar tal produto, provavelmente menos de 5% das mais de 400 comercializadoras registradas na CCEE ofertam esse tipo de produto. Assim como no mercado de seguros, oferecer esse tipo de *swap* implica absorção de riscos e incertezas de elevada monta, o que requer alta capacidade financeira para lastrear eventual cenário além do que foi precificado como prêmio.

A seguir são apresentadas as principais estratégias de comercialização do referido produto.

4.3.1. Mercado potencial e público-alvo

Segundo PDE 2031 (EPE, 2022b), em 2021, a produção total de energia de fonte solar centralizada somou cerca de 7 TWh. Esse montante será elevado para 15 TWh e 22 TWh para 2026 e 2031, respectivamente como ilustra a Figura 39. Em dez anos, a expectativa é que a produção de energia solar centralizada triplique, enquanto a produção total de energia de todas as fontes cresça pouco mais de 32% (EPE, 2022b, p. 326). Ou seja, pode-se concluir que nos próximos dez anos, o crescimento da produção de energia solar centralizada será dez vezes maior que o crescimento da produção total de energia no Brasil.

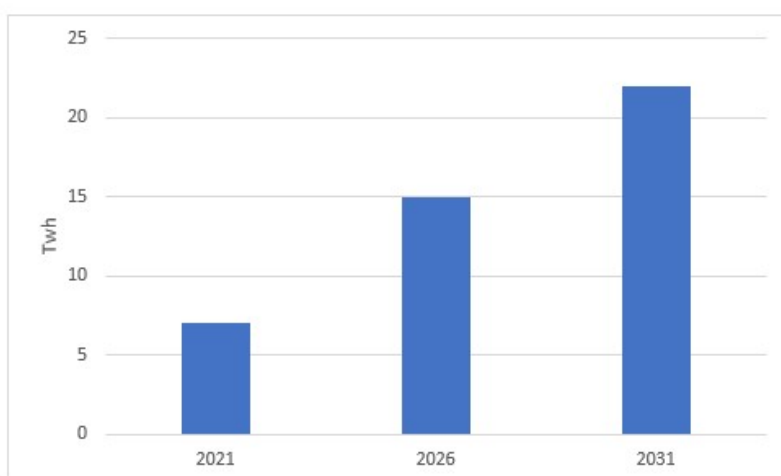


Figura 39 - Produção de energia solar fotovoltaica centralizada
Fonte: Elaboração própria a partir do PDE 2031 (EPE, 2022b)

De forma a quantificar o mercado-alvo e potencial para o instrumento em análise neste estudo, assumem-se os percentuais de possibilidade apresentados entre os perfis de acionistas e/ ou operadores de usinas solar fotovoltaicas e a quantidade total de energia produzida desta fonte, conforme é demonstrado na Tabela 14. De acordo com a apuração das respostas das entrevistas com especialistas do setor e, como forma de se estimar a receita potencial deste negócio, considerou-se um valor máximo viável de prêmio para um *swap* em 20 R\$/MWh, que representa 10% de um preço de face médio

para contratação de energia renovável de longo prazo. Neste caso se considera um *swap* de modulação de geração solar para contrato *flat*, como ilustrado no exemplo apresentado na seção 3.4.2.

Para melhor compreensão do mercado potencial estimado na Tabela 14 é importante destacar algumas etapas no processo:

- i. Produção total de energia solar centralizada: apurada a partir das premissas contidas no PDE 2031 conforme ilustrado na Figura 39.
- ii. Mercado potencial por tipo de comprador: aplicaram-se os percentuais de divisão entre os tipos (25% cada) e a probabilidade de cada perfil contratar um swap de curva de geração solar. Por fim, o percentual resultante foi então aplicado sobre a produção total solar centralizada como descrita no item “i”. Portanto seguiu-se o princípio da seguinte fórmula: $Mp = Pc \times Pp \times Ps$. Onde Mp = Mercado Potencial em TWh; Pc = Percentual participação do perfil do comprador; Pp = Percentual da probabilidade de contratação de swap para cada perfil do comprador; Ps = Produção total da geração solar centralizada em TWh.
- iii. Uma vez estimado o mercado potencial, aplicou-se uma estimativa de receita total potencial com uma sensibilidade de prêmios conforme obtido nas simulações e explorado de forma qualitativa a atratividade comercial nas entrevistas com especialistas. Considera a formula: $Vp = (Mp \times Pr \times 1.000.000 \text{ MWh}) / 1.000.000 \text{ R\$}$. Onde Vp = Valor potencial em R\$ bilhão; Mp = Mercado Potencial em TWh; Pr = Prêmio de risco em R\$/MWh.

	Representa- tividade	Contratação Potencial	2021	2026	2031
Produção Solar Total (TWh)			7	15	22
Potenciais interessados em <i>swap</i> de curva de produção solar (TWh)					
Conservador	25%	50%	0.88	1.88	2.75
Equilibrado	25%	25%	0.44	0.94	1.38
Corajoso	25%	25%	0.44	0.94	1.38
Confiante	25%	0%	0.00	0.00	0.00
Total mercado potencial	100%		1.75	3.75	5.50
Valor aproximado do negócio* se: (em bilhão de reais/ ano)					
Prêmio = 5 R\$/MWh			8.8	18.8	27.5
Prêmio = 10 R\$/MWh			17.5	37.5	55.0
Prêmio = 15 R\$/MWh			26.3	56.3	82.5
Prêmio = 20 R\$/MWh			35.0	75.0	110.0

*valor nominal dos contratos de *swap*

Tabela 14 - Mercado potencial para swaps de curva de geração solar
Fonte: Elaboração própria a partir do PDE 2031 e entrevistas com especialistas.

4.3.2. Posicionamento

Por se tratar de um produto muito específico destinado a apenas um segmento de um setor e com alta barreira de entrada, pode-se inferir que as comercializadoras de energia que desejarem ofertar esse produto deverão escolher um posicionamento de enfoque em diferenciação, como ilustra a Figura 40.

- **Vantagem Competitiva – Alta Diferenciação:** O produto em questão é um instrumento financeiro estruturante de longo prazo e sua oferta é altamente customizada a partir de parâmetros específicos como por exemplo: i) período; ii) duração; iii) flexibilidade sobre os volumes da modulação; iv) premissas para modelagem de preços horário de longo prazo; iiv) competências essenciais para ofertar o produto como descrito no item 4.1.2.

- **Enfoque Competitivo – Estreito:** o *swap* para proteção de risco contra a curva do pato é um produto destinado quase exclusivamente para agentes geradores de fonte solar fotovoltaica, que representa uma parcela de um setor específico. Adicionalmente, este trabalho apresenta quatro perfis possível de um acionista ou controlador de ativos desta natureza e apenas um desses perfis teriam pelo menos 50% de chances de se interessar por esse produto. Por se tratar de grandes projetos de infraestrutura e montantes econômicos muito relevantes transacionados comercialmente, ainda apenas uma fração do mercado-alvo de fato concretize a aquisição do referido *swap*, é um mercado que apresenta escala econômica relevante para se desenvolver um negócio potencial.

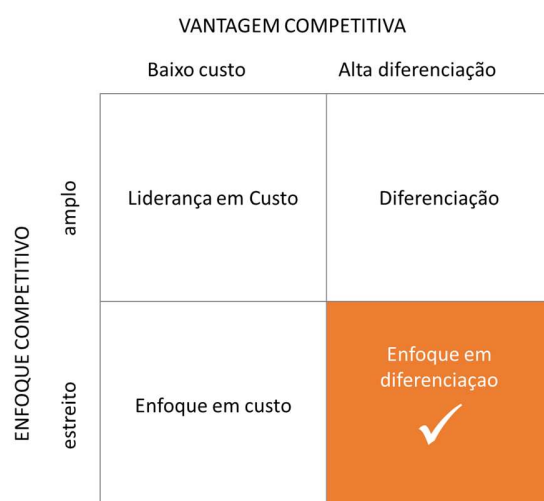


Figura 40 - Posicionamento sugerido de comercializadoras entre as estratégias genéricas de Porter
Fonte: Elaboração própria a partir de Porter (1989, p. 10)

4.3.3. Preço

Conforme discorrido no item 3.3.1, os *swaps* de modulação de geração solar oferecem a possibilidade de os geradores de energia solar transferirem o risco da curva de geração para um agente terceiro, que passa a ter a obrigação de entrega *flat* (a mesma quantidade hora a hora) ao longo do ano, ou seja, a energia contratada em MWh

é a mesma para cada hora de cada mês e o valor da contratação é definido com base na geração horária dos perfis de produção solar para cada submercado. (MARCHETTI & REGO, 2022)

Essa transferência de risco é naturalmente negociada em uma forma de prêmio, diferença entre o preço de compra da energia modulada e o preço de venda da energia *flat*. Como resultado das simulações de preços de longo prazo e demonstrado na Figura 41, é possível observar que o prêmio é ascendente ao longo dos anos e com crescimento assimétrico. O submercado Nordeste “sofre” mais devido à sobre oferta de geração solar, por concentrar a maior parte do parque gerador desta natureza que tem seu escoamento limitado a capacidade instalada de transmissão em determinadas horas do dia e períodos do ano.

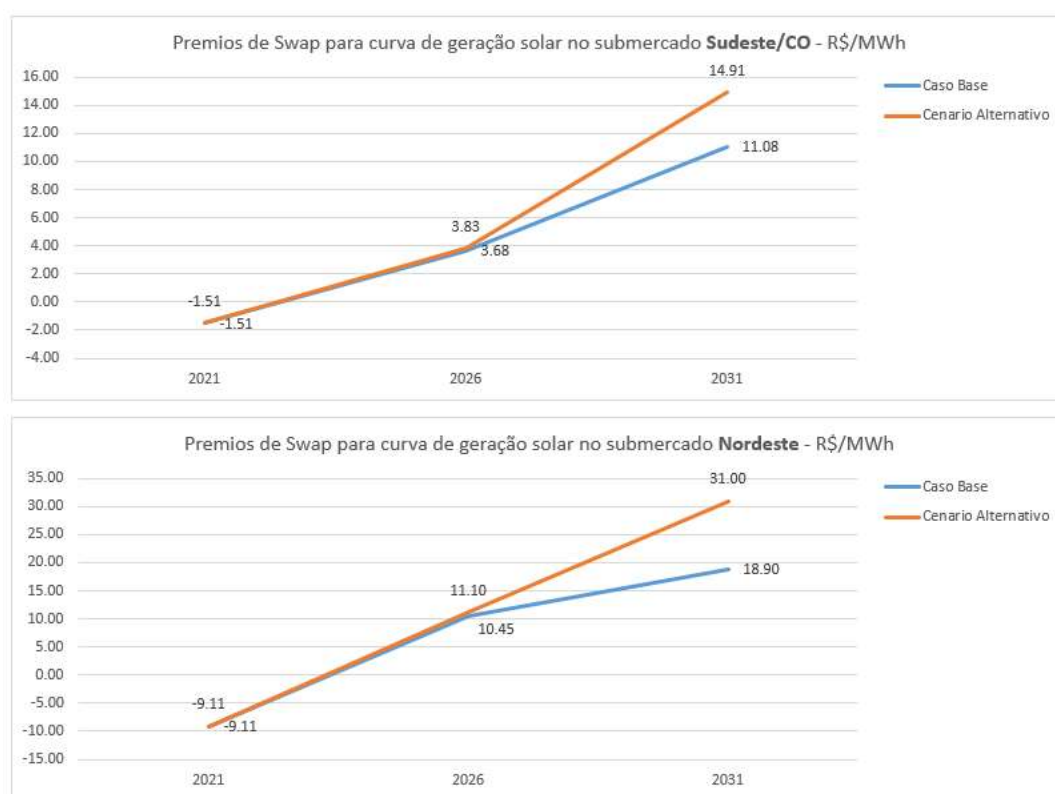


Figura 41 - Prêmio de risco para swap de curva horária de geração de energia solar para os submercados Sudeste/CO e Nordeste
Fonte: Elaboração própria

Tomando por base um preço aproximado de 200,00 R\$/MWh como referência de um contrato de longo prazo para um projeto de geração solar, a representatividade dos prêmios sobre o valor dos contratos é apresentada na Tabela 15. Os swaps para projetos solar no Sudeste/CO apresentam um prêmio de risco de 2% independentemente do cenário de expansão até 2026, já o Nordeste o mesmo contrato de swap custaria 5% e 6% para o caso base e cenário alternativo, respectivamente. Os prêmios para o ano de 2031 aumenta substancialmente chegando a alcançar 6% e 7% no Sudeste/CO e 9% e 15 no Nordeste para o caso base e cenário alternativo respectivamente. Segundo as observações compartilhadas por especialistas do SEB durante as entrevistas que compuseram a análise deste trabalho, eles acre.

Sudeste/CO	Prêmio (R\$/ MWh)		
	2021	2026	2031
Caso Base	-1%	2%	6%
Cenário Alternativo	-1%	2%	7%

Nordeste	Prêmio (R\$/ MWh)		
	2021	2026	2031
Caso Base	-5%	5%	9%
Cenário Alternativo	-5%	6%	15%

Tabela 15 - Prêmio proporcional ao preço de face do contrato de energia de referência para renováveis de longo prazo (200 R\$/MWh)
Fonte: Elaboração própria

Segundo as observações compartilhadas por especialistas do SEB durante as entrevistas que compuseram a análise deste trabalho, acredita-se que o prêmio máximo viável para estruturar uma operação de *swap* de modulação de curva de geração solar não deveria ultrapassar 10% um valor de face de contrato de energia. Essa premissa limitaria o interesse de geradoras do Nordeste em adquirir tal instrumento caso seja precificado para o ano de 2031 em um cenário alternativo. Para os demais casos, seria um produto potencial.

5 Conclusões

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vem passando por uma transição energética que está apenas em sua fase inicial. Essa transição se caracteriza pela inserção de fontes renováveis não convencionais como geração eólica e solar. No entanto, a expansão massiva de fontes dessa natureza deve se intensificar ao longo dos próximos dez anos como apontam os estudos do Plano Decenal de Energia (EPE 2022). Outros países e mercados, como por exemplo: Estados Unidos, Alemanha, Austrália entre outros, já estão numa fase mais madura dessa transição e vêm notando um fenômeno em relação à oferta e demanda de energia, que ficou mundialmente conhecido como “curva do pato” (WALLACH, 2022). Esse fenômeno se caracteriza principalmente pelo excesso de oferta de energia nas horas do dia em que a geração solar é presente e pelo repentino excesso de demanda no início da noite que reflete uma elevação no consumo de energia em si e a súbita ausência de produção de energia solar. (HOU, *et al.*, 2019)

Respeitando as características próprias do SEB, esse trabalho analisou em profundidade as premissas traçadas no PDE 2031 como base para simular os preços horários de energia de longo prazo no Brasil. Adicionalmente, analisou-se também o ambiente macro e a atratividade da indústria através da análise PESTEL e 5 forças de Porter respectivamente. A indústria analisada neste trabalho se refere a uma segmentação comercialização *swaps* de geração solar de energia no SEB. Essas análises também contaram com a contribuição de especialistas do SEB.

Em resposta ao objetivo final deste trabalho, pode-se concluir que o Brasil ainda não apresenta “curva do pato” na atualidade. Contudo, os resultados das simulações demonstram que a “curva do pato” começará a se formar em um período de cinco anos chegando a uma maturidade até 2031. Observou-se uma diferença relevante no prêmio justo equivalente para eliminar o efeito da curva de acordo com o período e o

submercado. O Sudeste/CO apresentou prêmios 3,68 R\$/MWh e 11,08 R\$/MWh para os anos 2026 e 2031, respectivamente e o Nordeste 10,45 R\$/MWh e 18,90 R\$/MWh, respectivamente.

Este estudo também simulou um cenário alternativo também contido no PDE 2031. Denominada rodada livre, considera uma expansão menor da geração térmica a gás natural e, portanto, aumenta a inserção de fontes renováveis intermitentes como solar e eólica tornando o efeito da curva do pato mais exacerbado. Para esse cenário alternativo, se obteve prêmios ainda mais altos, principalmente no ano 2031. O Sudeste/CO apresentou em prêmios de 3,83 R\$/MWh e 14,81 R\$/MWh para os anos 2026 e 2031, respectivamente. Já o Nordeste apresentou valores mais expressivos de 11,10 R\$/MWh e 31,00 R\$/MWh, respectivamente. A razão para que o Nordeste tenha esse efeito mais exacerbado em ambos os cenários é pelo fato de ter em sua região uma concentração maior dessas fontes enquanto a demanda de energia fica predominantemente no submercado Sudeste/CO. Dada a capacidade limitada de interconexão das linhas de transmissão entre os submercados, esse excedente de oferta acaba sendo represado no Nordeste fazendo com que a curva do pato seja mais acentuada e, portanto, com maior risco para o gerador de energia solar.

Como forma de propor uma solução viável a capturar essa assimetria de preços horários, esse estudo analisou os principais aspectos do ambiente macro e da indústria a fim de avaliar a atratividade de se ofertar *swaps* de curva de geração de energia solar. A execução deste trabalho contou com entrevistas exploratórias e qualitativas com quatro especialistas do SEB, que avaliaram as principais premissas na análise PESTEL e de forma geral se concluiu que não há diferenças relevantes entre as contidas no PDE 2031 e as observadas pelos especialistas. Adicionalmente, se avaliou que esse segmento específico de comercialização de energia para *swaps* de geração solar possui um nível de atratividade média. Isso se deve principalmente por se tratar de um produto altamente especializado que demanda um nível complexo de customização e sujeito a regras e condições de financiamento de projetos.

Por fim, analisou-se o potencial de mercado para inserção deste produto especializado, onde em proposta realizada pelo autor e validada pelos entrevistados, dividiu-se o mercado em quatro perfis diferentes de acionistas de usinas de geração solar e se estimou um volume potencial do produto de acordo com cada perfil. Considerando os resultados dos prêmios calculados e um nível de aceitação de custo limitado a no máximo 10% do valor de face do preço de um contrato de energia, conclui-se o produto é viável para todos os anos e submercados analisados dentro do cenário base e só não seria viável para o submercado Nordeste no ano de 2031 no cenário alternativo.

5.1. Considerações finais

Resguardada as devidas proporções e acesso a recursos, esse trabalho se propôs a analisar a transformação energética no Brasil face a crescente presença do fenômeno da “curva do pato” em outros mercados internacionais. Ainda que não esteja presente no mercado Brasileiro, há fortes indícios de que esse fenômeno possa surgir ao longo dos próximos dez anos, pouco a pouco a partir de 2023. Entender as causas e potenciais soluções para mitigar seus efeitos são de suma importância para os agentes do SEB não ficarem expostos a tal risco.

Esse trabalho buscou conciliar a análise de tantos outros trabalhos acadêmicos e setoriais sobre a “curva do pato” com uma análise estratégica de inserção de um mercado de contratos de *swaps* para mitigação de risco de usinas solares. A especificidade do tema aliado a importância do assunto em um insumo básico para o desenvolvimento do país fomenta a relevância deste estudo.

Não obstante, maiores análises e contrapontos são importantes para corroborar ou contrariar as conclusões trazidas neste trabalho. Adicionalmente, é válido que outras ferramentas de simulação além da utilizada nesse estudo também possam calcular os preços horários de longo prazo a partir das mesmas premissas utilizadas que são todas públicas. Por fim, cabe destacar que este estudo propôs uma segmentação de tipologia de compradores que neste estudo seriam acionistas de usinas

de geração sola, onde se propõe futuras pesquisas para análise crítica sobre o conceito apresentado.

6

Referências bibliográficas

ABEEOLICA – **Associação Brasileira de Energia Eólica**. (2022). Disponível em: <<https://abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 03/08/2022.

ABRACE – **Associação Brasileira de Grandes Consumidores de Energia**. (2022). Disponível em: <<https://abrace.org.br/>>. Acesso em: 31/07/2022.

ABRACEEL – **Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia**. (2019). Cartilha do Mercado Livre de Energia Elétrica. Disponível em: <https://abraceel.com.br/wp-content/uploads/2019/05/ABRACEEL_process_230519.pdf>. Acesso em: 30/07/2022.

_____. – **Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia**. (2022). Disponível em: <<https://abraceel.com.br/>>. Acesso em: 30/07/2022

ABRADEE – **Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**. (2022). Disponível em: <<https://www.abradee.org.br/>>. Acesso em: 18/07/2022.

ABSOLAR - **Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica**. (2022) Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/>>. Acesso em: 25/07/2022.

AES, Brasil (2022). **Relatório de Sustentabilidade**. Disponível em: <<https://ri.aesbrasil.com.br/show.aspx?idCanal=7TFC5HOJCtIuVM2M0DJq4Q==>>. Acesso em: 25/11/2022.

AGRA NETO, J. *et al.* (2020). **Evolução e perspectivas do setor eólico no Brasil: Análise dos principais estados produtores**, v. 13(4), p. 1409–1432. Disponível em: <<https://doi.org/10.17765/2176-9168.2020V13N4P1409-1432>>.

ANDRUSZKIEWICZ, J.; LORENC, J.; WEYCHAN, A. (2020). **Seasonal variability of price elasticity of demand of households using zonal tariffs and its impact on hourly load of the power system**. Energy, v. 196. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2020.117175>>.

ANEEL – **Agência Nacional de Energia Elétrica**. (2022). Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 25/07/2022.

_____. – **Agência Nacional de Energia Elétrica**. (2022b) Histórico Aneel. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/institucional/historico>>. Acesso em: 02/09/2022.

_____. – **Agência Nacional de Energia Elétrica**. (2022c) Sistema de Informações de Geração da Aneel. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/siga-sistema-de-informacoes-de-geracao-da-aneel>>. Acesso em: 22/09/2022.

APERGIS, N.; BARUNÍK, J.; LAU, M. C. K. (2017). **Good volatility, bad volatility: What drives the asymmetric connectedness of Australian electricity markets?** *Energy Economics*, v. 66, p. 108–115. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.06.010>>.

AQUILA, G. *et al.* (2016). Wind power generation: An impact analysis of incentive strategies for cleaner energy provision in Brazil. **Journal of Cleaner Production**, v. 137, p. 1100–1108. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2016.07.207>>.

_____. *et al.* (2017). Wind power feasibility analysis under uncertainty in the Brazilian electricity market. **Energy Economics**, v. 65, p. 127–136. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENECO.2017.04.027>>.

_____. *et al.* (2020). **Wind energy investments facing uncertainties in the Brazilian electricity spot market: A real options approach.** *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, v. 42. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.SETA.2020.100876>>.

ARFUX, G. A. B. **Gerenciamento de riscos na comercialização de energia elétrica com uso de instrumentos derivativos: uma abordagem via teoria de portfólios de Markowitz.** Florianópolis: [s.n.], 2004. 104p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina.

ATLAS, **Renewable Energy** (2022). Our Projects. Disponível em: <<https://www.atlasrenewableenergy.com/en/projects/#brazil>>.

BAATZ, B.; BARRETT, J.; STICKLES, B. (2018). **Estimating the Value of Energy Efficiency to Reduce Wholesale Energy Price Volatility.**

BALACHANDRA, P.; KRISTLE NATHAN, H. S.; REDDY, B. S. (2010). **Commercialization of sustainable energy technologies.** *Renewable Energy*, v. 35(8), p. 1842–1851. Disponível em <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2009.12.020>>.

BARNEY, J.; HESTERLY, W. S. (2017). **Administração Estratégica e Vantagem Competitiva.** 5. Ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil.

BARTLETT, J. (2019). **Reducing Risk in Merchant Wind and Solar Projects through Financial Hedges**. Resources for the Future – Working paper Fev/2019.

BAYER, B. (2018). Experience with auctions for wind power in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2644–2658. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2017.06.070>>.

BORENSTEIN, S. (2012). The private and public economics of renewable electricity generation. **Journal of Economic Perspectives**, v. 26(1), p. 67–92. Disponível em: <<https://doi.org/10.1257/jep.26.1.67>>.

BRASIL MME - **Ministério de Minas e Energia**. (2003). Modelo Institucional do Setor Elétrico. Disponível em: <<https://portal.tcu.gov.br/lumis/portal/file/fileDownload.jsp?fileId=8A8182A24F0A728E014F0AFEC6D67688>>. Acesso em: 30/07/2022.

_____. **Ministério de Minas e Energia**. (2022). CMSE: Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico. Disponível em: <<http://antigo.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cmse>>. Acesso em: 30/07/2022.

_____. **Ministério de Minas e Energia**. (2022). CNPE: Conselho Nacional de Política Energética. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe>>. Acesso em: 30/07/2022.

_____. **Ministério de Minas e Energia**. (2022). Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br>>. Acesso em: 01/08/2022.

BROWN, A. C. (2016). The value of solar writ large: A modest proposal for applying ‘value of solar’ analysis and principles to the entire electricity market. **The Electricity Journal**, v. 29(9), p. 27–30. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.TEJ.2016.10.009>>.

BUSHNELL, J.; NOVAN, K. (2018). **Nber Working Paper Series Setting With The Sun: The Impacts Of Renewable Energy On Wholesale Power Markets**. Setting with the Sun: The Impacts of Renewable Energy on Wholesale Power Markets. Disponível em: <<http://www.nber.org/papers/w24980>>.

CAMARGO, L. A. S. (2015). **Estratégias de comercialização e investimento, com ênfase em energias renováveis, suportadas por modelos de otimização especializados para avaliação estocástica de risco x retorno**. Tese de Doutorado Universidade de São Paulo.

_____. *et al.* (2019). **Aprimoramentos Regulatórios e Comerciais como suporte para a Viabilização de Projetos Híbridos Eólico-Solar Fotovoltaico**. Brazil Windpower 2019.

CANADIAN SOLAR (2022). Usinas Solares. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/br/solar-plants/project-development/>>. Acesso em: 25/11/2022.

CARVALHO, P.; SPATARU, C.; SERRÃO, A. (2022). **Electricity markets and regulatory developments for storage in Brazil**. Storing Energy: With Special Reference to Renewable Energy Sources, p. 811–830. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824510-1.00020-9>>.

CASTRO, G. *et al.* (2018). TDSE 79: **Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída**. GESEL-Grupo de Estudos do Setor Elétrico, v. 79.

CCEE – **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. (2022a) Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>. Acesso em: 30/07/2022.

_____. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. (2022b) Conceitos de Preço. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/precos/conceitos-precos>>. Acesso em: 30/07/2022.

_____. **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica**. (2022c) Info Mercado. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/en/dados-e-analises/dados-mercado-mensal>>. Acesso em: 07/11/2022.

CELEO (2022). **Nossos Ativos**. Disponível em: <<https://www.celeogroup.com/activos/?lang=pt-br>>. Acesso em: 07/11/2022.

CLÍMACO, F. G. **Gestão de Consumidores Livres de Energia Elétrica**. 113f. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo – USP, São Paulo, 2010.

COMERC (2022). **Relatório de Sustentabilidade**. Disponível em: <<https://www.comerc.com.br/relat%C3%B3rio-de-sustentabilidade>>. Acesso em: 07/11/2022.

CORREIA, C. H. N. P. (2016). Mercado Multi-Agente de Eletricidade: Comercialização de Energia Renovável em Bolsa e por Contratos Bilaterais com Gestão Dinâmica de Preço e Volume. Dissertação de Mestrado Universidade de Lisboa.

COTIA, B. P.; BORGES, C. L. T.; DINIZ, A. L. (2019). Optimization of wind power generation to minimize operation costs in the daily scheduling of hydrothermal systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 113, p. 539–548. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2019.05.071>>.

CUBEROS, F. L. **Novo Modelo Institucional do Setor Elétrico Brasileiro**: Análise dos Mecanismos de Mitigação de Riscos de Mercado das Distribuidoras. 135f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – EPUSP, São Paulo, 2008.

DAMASCENO, V. S.; ABREU, Y. V. (2018). Avaliação da energia eólica no Brasil utilizando a análise SWOT e PESTEL. *Interações (Campo Grande)*, p. 503–514. Disponível em: <<https://doi.org/10.20435/inter.v19i3.1649>>.

DAMICO, A. *et al.* (2022). The Expansion of the Natural Gas market through the provisions of Law 14.182/21 that deals with the privatization of Eletrobras. **Research, Society and Development**, v. 11(8), e7211830430. Disponível em: <<https://doi.org/10.33448/rsd-v11i8.30430>>.

DENHOLM, P. *et al.* (Org.). 2014. **Methods for Analyzing the Benefits and Costs of Distributed Photovoltaic Generation to the U.S. Electric Utility System**.

_____.; YIH-HUEI, W.; HUMMON, M.; MEHOS, M. 2013. An Analysis of Concentrating Solar Power with Thermal Energy Storage in a California 33% Renewable Scenario. NREL/TP-6A20-58186. Golden, Colorado, EUA: National Renewable Energy Laboratory.

EBERHARDT, R.; BROZYNSKI, C. (2017). Hedges for wind projects evaluating the options. *Project Finance Newswire*, p. 8–12. Disponível em: <https://www.projectfinance.law/media/1599/pfn_0617.pdf>.

EDP (2022). Investidores Apresentações. Disponível em: <<https://www.edp.com/en/investors/investor-information/presentations>>. Acesso em: 07/11/2022.

ELERA (2022). Nossos Ativos. Disponível em: <<https://www.elera.com/nossos-ativos/>>. Acesso em: 07/11/2022.

ENEL, Green Power (2022) About us. Disponível em: <<https://www.enelgreenpower.com/countries/south-america/brazil>>. Acesso em: 07/11/2022.

ENEVA (2022). Projetos. Disponível em: <<https://eneva.com.br/projeto-complexo-solar-futura-i/>>. Acesso em: 07/11/2022.

ENGIE (2022). Geração de Energia. Disponível em: <<https://www.engie.com.br/atividades/usinas-em-construcao/>>. Acesso em: 07/11/2022.

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. (2022a). Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt>>. Acesso em: 18/07/2022.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. (2022b). Plano Decenal de Energia - PDE 2031. Acesso em: 18/07/2022.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. (2022c). Nota Técnica Custo marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro Metodologia de Cálculo - 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT%20EPE-DEE-NT-034_2022%20-%20CME.pdf>. Acesso em: 03/08/2022.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. (2022d). PDE 2031. Estudos Complementares: Geração Centralizada de Energia Elétrica e Sensibilidades What If. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/Estudos%20Complementares%20PDE2031_Sensibilidades%20what%20if.pdf>. Acesso em: 03/08/2022.

EQUINOR (2022). Energias Renováveis. Disponível em: Disponível em: <<https://www.equinor.com.br/noticias/20221207expandindo-a-energia-solar-no-brasil>>. Acesso em: 07/11/2022.

ESSENTIA, Energia (2002). Projetos. Disponível em: <<http://essentiaenergia.com.br/nossos-projetos/>>. Acesso em: 07/11/2022.

FERNANDES, D.; GOMES, D. E. C. (2014). **Modelo de volatilidade estocástica aplicado a estratégia de trading de commodities**. Dissertação de Mestrado FGV-SP.

FERREIRA, A.; LUZ, D. A. (2022). **Gestão de centrais geradoras híbridas e associadas: desafios, oportunidades e o novo cenário para projetos renováveis na matriz energética brasileira com a REN 954/2021**.

FLEISHER, C. S.; BENSOUSSAN, B. E. (2003). **Strategic and competitive analysis: methods and techniques for analyzing business competition**. New Jersey: Pearson Education Inc.

FLOREZI, G. (2009). **Consumidores Livres De Energia Elétrica Uma Visão Prática**. Dissertação de Mestrado apresentada a Escola Politécnica da Universidade de São

FRONDEL, M.; SOMMER, S.; VANCE, C. (2015). **The burden of Germany's energy transition: An empirical analysis of distributional effects**. *Economic Analysis and Policy*, v. 45, p. 89–99. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.EAP.2015.01.004>>.

GARCEZ, C. G. (2017). **Distributed electricity generation in Brazil**: An analysis of policy context, design and impact. *Utilities Policy*, v. 49, p. 104–115. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.JUP.2017.06.005>>.

GAZETA DO POVO, 2022. **“Jabuti” da Eletrobras exige térmicas onde não há gás e pode custar caro aos brasileiros**. Disponível em: <<https://www.gazetadopovo.com.br/economia/jabuti-da-eletrobras-exige-termicas-onde-nao-ha-gas-e-pode-custar-caro/>>.

GEMIGNANI, M. M. F.; KAGAN, N.; CASTRO, G. M. (2014). Energia solar na matriz energética – impactos técnicos e econômicos no sistema interligado nacional. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. V, n. 1, p. 52-61. Disponível em: <<https://rbens.org.br/rbens/article/view/108>>.

GILAD, B. (2009). **Business War Games**: how large, small, and new companies can vastly improve their strategies and outmaneuver the competition. New Jersey: The Career Press Inc.

HIRTH, L. (2013). The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price. **Energy Economics**, v. 38, p. 218–236. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENERCO.2013.02.004>>.

_____.; UECKERDT, F.; EDENHOFER, O. (2015). Integration costs revisited – An economic framework for wind and solar variability. **Renewable Energy**, v. 74, p. 925–939. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2014.08.065>>.

HITT, M. A.; IRELAND, R. D.; HOSKISSON, R. E. (2008). **Administração estratégica: competitividade e globalização**. 2. Ed. São Paulo: Cengage Learning.

HOCHBERG, M.; POUDINEH, R. (2021). **The Brazilian electricity market architecture**: An analysis of instruments and misalignments. *Utilities Policy*, v. 72. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.JUP.2021.101267>>.

HOU, Q. *et al.* (2019). **Probabilistic duck curve in high PV penetration power system**: Concept, modeling, and empirical analysis in China. *Applied Energy*, v. 242, p. 205–215. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.APENERGY.2019.03.067>>.

HULL, J. C. **Introdução aos Mercados Futuros e de Opções**, 5. Ed. São Paulo: Cultura Editores Associados, 410p. 1998.

IEA - **International Energy Agency**. (2021). *World Energy Outlook 2021*. Disponível em: <www.iea.org/weo>.

JOHNSON, G.; SCHOLES, K.; WHITTINGTON, R. **Fundamentos de estratégia**. Porto Alegre: Bookman, 2011.

JOVANOVIC, R.; BAYHAN, S.; BAYRAM, I. S. (2021). A multiobjective analysis of the potential of scheduling electrical vehicle charging for flattening the duck curve. **Journal of Computational Science**, v. 48. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.JOCS.2020.101262>>.

KALAIR, A. R. *et al.* (2021). Duck curve leveling in renewable energy integrated grids using internet of relays. **Journal of Cleaner Production**, v. 294. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2021.126294>>.

KOTLER, P. (2018). **Administração de Marketing**. 15. Ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil.

KRIETEMEYER, B.; DEDRICK, J.; SABAGHIAN, E.; RAKHA, T. (2021). Managing the duck curve: Energy culture and participation in local energy management programs in the United States. **Energy Research & Social Science**, v. 79. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ERSS.2021.102055>>.

LEITE, A. L. S.; CASTRO, N. J.; TIMPONI, R. R. (2013). **Causas da volatilidade do preço spot de eletricidade no Brasil**. v. 34, Issue 2. Disponível em: <<http://www.ccee.org.br>>.

LEITE, J. B. D.; PORSSE, M. C. S. Competição baseada em competências e aprendizagem organizacional: em busca da vantagem competitiva. **Revista de Administração Contemporânea**, v. 7, n. especial, p. 121-141, 2003.

LOUTAN, C. (2015). **Briefing on the duck curve and current system conditions**. Market Surveillance Committee Meeting – California ISO

MACEDO, C. (2021). **Análise do impacto do preço horário na exposição dos consumidores ao mercado de curto prazo: estudo de caso**. Instituto federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Santa Catarina.

MACEDO, S. F.; PEYERL, D. (2022). Prospects and economic feasibility analysis of wind and solar photovoltaic hybrid systems for hydrogen production and storage: A case study of the Brazilian electric power sector. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47(19), p. 10460–10473. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.IJHYDENE.2022.01.133>>.

MACHADO, B. G. F.; BHAGWAT, P. C. (2020). **The impact of the generation mix on the current regulatory framework for hydropower remuneration in Brazil**. **Energy Policy**, v. 137. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2019.111129>>.

MAIA, D. N. (2021). **Avaliação Econômico-Financeira de Usinas Híbridas no Brasil**. PUC-RJ.

MAIA, F. N. C. S.; AGUIAR, D. R. D. (2010). **Estratégias de hedge com os contratos futuros de soja da Chicago Board of Trade**. Gestão e Produção, v. 17.

MARCHETTI, I.; REGO, E. E. (2022). **The impact of hourly pricing for renewable generation projects in Brazil**. Renewable Energy, v. 189, p. 601–617. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.RENENE.2022.03.026>>.

MARINS, A. C. **Mercados de Derivativos e Análise de Risco**, v. 1 e v. 2 – Rio de Janeiro: AMS, 1072p. 2004.

MARTELLI, V.; CHIMENTI, P.; NOGUEIRA, R. (2020). **Future scenarios for the Brazilian electricity sector: PV as a new driving force?** Futures, v. 120. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.FUTURES.2020.102555>>.

MATTOS, M. C. (2008). **Operações de SWAP no mercado de energia elétrica**.

MOLAMOAMADI, Z.; TALAEI, M. (2022). **Analysis of a Proper Strategy for Solar Energy Deployment in Iran using SWOT Matrix**. Disponível em: <<https://doi.org/10.22044/rera.2021.11011.1066>>.

MORAIS, R. C. (2021). **Análise do impacto da expansão de novas renováveis variáveis no custo de geração de energia elétrica no Brasil**. Rio de Janeiro. UFRJ – COPPE. Tese de Doutorado.

MUNHOZ, L. L. (2018). **Análise de portfólio de contratação na comercialização de energia no ACL com avaliação de riscos**.

NARAJEWSKI, M.; ZIEL, F. (2022). **Optimal bidding in hourly and quarter-hourly electricity price auctions: Trading large volumes of power with market impact and transaction costs**. Energy Economics, v. 110. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENERCO.2022.105974>>.

NATURGY. **Global Power Generation GPG** (2022). Disponível em: <<https://www.globalpower-generation.com/projects/projects-in-brazil/>>.

OBERT, M. (2009). **Energy Trading and its Relevance for European Energy Companies**.

OLCZAK, P. *et al.* (2021). **Analyses of duck curve phenomena potential in polish PV prosumer households' installations**. Energy Reports, v. 7, p. 4609–4622. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.EGYR.2021.07.038>>.

OLIVEIRA, C. R. (2020). **Estudo do Futuro Preço Horário de Energia e seu Efeito Sobre os Contratos de Consumidores Livres no Setor Elétrico Brasileiro.**

OMEGA. Energia (2022). Nossa empresa. Disponível em: <<https://www.omegaenergia.com.br/nossa-empresa>>. Acesso em: 07/11/2022.

ONS – Operador Nacional do Sistema. (2022a). Disponível em: <<http://www.ons.org.br/>>. Acesso em: 18/07/2022.

_____. Operador Nacional do Sistema. (2022b). Disponível em: <<https://dados.ons.org.br/dataset/ena-diario-por-bacia>>. Acesso em: 08/09/2022.

PAIM, M. A. *et al.* (2019). **Evaluating regulatory strategies for mitigating hydrological risk in Brazil through diversification of its electricity mix.** Energy Policy, v. 128, p. 393–401. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2018.12.064>>.

PAIXÃO, J. L.; ABAIDE, A. D. R. (2021). **Métricas para a Avaliação do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na Curva de Carga.** Disponível em: <<https://doi.org/10.53316/sepoc2021.068>>.

_____.; _____.; SAUSEN, J. P. (2021). Análise do impacto da microgeração fotovoltaica na rede de distribuição de energia elétrica. **Brazilian Journal of Development**, v. 7(1), p. 2887–2911. <https://doi.org/10.34117/bjdv7n1-197>
Paulo. Disponível em: <file:///C:/Users/a152467/Downloads/Dissertacao_Guilherme_Florezi.pdf>.

PEÑA, J. I.; RODRÍGUEZ, R.; MAYORAL, S. (2022). **Modeling Renewable Power Purchase Agreements Prices.**

PINHEIRO NETO, D. *et al.* (2017). **Portfolio optimization of renewable energy assets:** Hydro, wind, and photovoltaic energy in the regulated market in Brazil. Energy Economics, v. 64, p. 238–250. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENERCO.2017.03.020>>.

PORTER, M. E. (1989). **Vantagem Competitiva:** criando e sustentando um desempenho superior. 22. ed. Rio de Janeiro: Editora Campus Ltda.

_____. (2004). **Estratégia competitiva:** técnicas para análise e da concorrência. 2. ed. Rio de Janeiro: Elsevier.

QUEIROZ, A. K. **Sistema de suporte às estratégias de comercialização de energia elétrica.** Florianópolis: [s.n.], 2010. 107p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/94537>>.

REGO, E. E. *et al.* (2020). **The trade-off between demand growth and renewables:** A multiperiod electricity planning model under CO2 emission constraints. *Energy*, v. 213. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENERGY.2020.118832>>.

RIBEIRO, L. H. M. **Risco de Mercado na Comercialização de Energia Elétrica:** Uma Análise Estruturada com Foco no Ambiente de Contratação Livre – ACL. 2015. 201f. Dissertação (Mestrado em Sistemas de Potência) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo – EPUSP, São Paulo, 2015.

RICOSTI, J. F. C.; SAUER, I. L. (2013). An assessment of wind power prospects in the Brazilian hydrothermal system. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 19, p. 742–753. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2012.11.010>>.

RIO ALTO (2022). Quem Somos. Disponível em: <https://ri.gruporioalto.com.br/quem-somos/>. Acesso em 07/11/2022.

ROCHA, L. C. S. *et al.* (2022). Utility-scale energy storage systems: World condition and Brazilian perspectives. **Journal of Energy Storage**, v. 52. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.EST.2022.105066>>.

ROMEIRO, D. L. (2020). **Contratação de térmicas a gás natural no Brasil.** Rio Oil & Gas Expo and Conference.

ROSA, V. C. V. (2022). **Modelo de otimização estocástica para a tomada de decisão na comercialização de energia elétrica no Brasil.** Dissertação de Mestrado. PUC-RJ.

ROSSI, C. L. (2008). **Análise de estratégias de hedging estáticas aplicadas a commodities agrícolas.** Dissertação de Mestrado Universidade Federal de Viçosa.

SALES, C. J. D.; HOCHSTETLER, R. L. **“Qual será o impacto da precificação horária?”** UFRJ – Gesel. Rio de Janeiro; 15 de out. 2019.

SANTA CATARINA, A. (2022). **Wind power generation in Brazil:** An overview about investment and scale analysis in 758 projects using the Levelized Cost of Energy. *Energy Policy*, v. 164. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2022.112830>>.

SANTOS, T. N. *et al.* (2020). Hourly pricing and day-ahead dispatch setting in Brazil: The dessem model. **Electric Power Systems Research**, v. 189. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.EPSR.2020.106709>>.

SCHUCH, G. B. (2000) **Um modelo para estudos da demanda de energia elétrica em ambiente competitivo**. Tese de Doutorado - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Disponível em: <<http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/78700>>.

SHEHA, M.; MOHAMMADI, K.; POWELL, K. (2020). **Solving the duck curve in a smart grid environment using a non-cooperative game theory and dynamic pricing profiles**. *Energy Conversion and Management*, v. 220. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENCONMAN.2020.113102>>.

SILVA, A. T. B. (2017). Recarga de veículos elétricos: o que esperar quando o combustível dos nossos carros for a eletrecidade? FGV Energia Caderno Opinião Dez/2017.

SILVA NETO, L. A. **Derivativos: definições, emprego e risco**, 4. Ed. – São Paulo: Atlas, 298p. 2002.

SILVA, B. G. (2011). **Evolução do setor elétrico brasileiro no contexto econômico nacional**: uma análise histórica e econométrica de longo prazo. Dissertação de Mestrado USP.

SOARES, V. F. (2016). **Precificação de Risco de Contraparte em Contratos de Energia Elétrica**. Dissertação de Mestrado Insper.

SOSNOSKI, A. A. K. B.; RIBEIRO, C. O. (2011). **Hedging na produção de açúcar e álcool**: uma integração de decisões financeiras e de produção. *Production*, v. 22(1), p. 115–123. Disponível em: <<https://doi.org/10.1590/s0103-65132011005000069>>.

SOUSA D'ALTE, B. (2013). **Energia**: Trading de commodities como criação de valor. Dissertação de Mestrado Universidade Católica Portuguesa.

SOUSA, G. C.; CASTAÑEDA-AYARZA, J. A. (2022). PESTEL analysis and the macro-environmental factors that influence the development of the electric and hybrid vehicles industry in Brazil. **Case Studies on Transport Policy**, v. 10(1), p. 686–699. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.CSTP.2022.01.030>>.

SOUZA, J. P. A. (2020). **Análise de sistemas de armazenamento de energia com baterias em uma rede real de distribuição de energia em média tensão**. UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais.

SUSEP – Superintendência de Seguros Privados – Sistemas de Estatísticas da SUSEP. (2022). Disponível em: <<https://www2.susep.gov.br/menuestatistica/ses/premiosesinistros.aspx?id=54>>. Acesso em: 17/12/2022.

TOLMASQUIM, M. T. *et al.* (2021). **Electricity market design and renewable energy auctions: The case of Brazil**. *Energy Policy*, v. 158. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2021.112558>>.

TORRES, R. C. (2006). **Avaliação de Portfólios de Contratos de compra e venda de energia elétrica**. Dissertação de Mestrado PUC-Rio.

TOTAL (2022). **As Nossas Atividades de Energias Renováveis no Brasil**. Disponível em: <<https://www.total-eren.com/pt-pt/pays/brasil/>>.

TRINDADE, V. M. (2020). **Otimização de projetos híbridos de geração de energia elétrica compostos pelas fontes eólica e solar fotovoltaica**.

TSANGAS, M. *et al.* (2019). **The application of analytical hierarchy process in combination with PESTEL-SWOT analysis to assess the hydrocarbons sector in Cyprus**. *Energies*, v. 12(5). Disponível em: <<https://doi.org/10.3390/en12050791>>.

VIANA, A. G.; RAMOS, D. S. (2018). Outcomes from the first large-scale solar PV auction in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, p. 219–228. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.RSER.2018.04.003>>.

VOLTALIA (2022). **Capital Markets Day**. Disponível em: <<https://www.voltalia.com/static-files/c3f5feed-9ce7-4f6c-8d9b-e6b5a32e0f34>>.

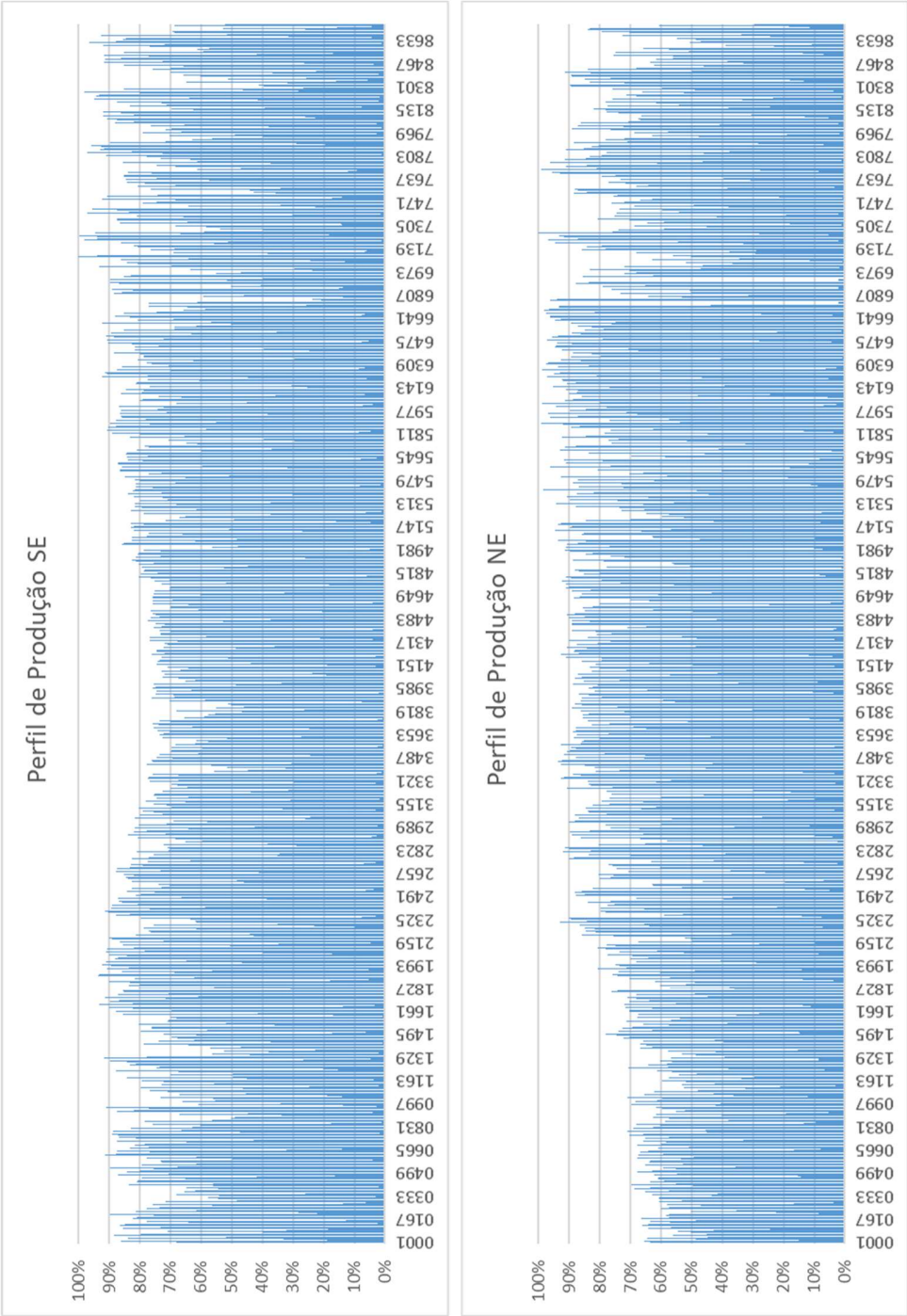
WALLACH, O. (2022). **The Solar Power Duck Curve Explained**. Elements. Disponível em: <<https://elements.visualcapitalist.com/the-solar-power-duck-curve-explained/>>.

WILKINSON, S. *et al.* (2021). **The duck curve in a drying pond: The impact of rooftop PV on the Western Australian electricity market transition**. *Utilities Policy*, v. 71. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.JUP.2021.101232>>.

WOOD, D. A. (2020). **Hourly-averaged solar plus wind power generation for Germany 2016: Long-term prediction, short-term forecasting, data mining and outlier analysis**. *Sustainable Cities and Society*, v. 60. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/J.SCS.2020.102227>>.

Anexo 1 - Perfil de produção solar para os submercados delimitados no estudo.

Fonte: ONS (2022c)



Anexo 2 - Roteiro de entrevistas com especialistas.

1º Bloco – Apresentação do Especialista

- 1.1 – Nome:
- 1.2 – Formação:
- 1.3 – Anos de experiência, conhecimento ou pesquisa no setor elétrico brasileiro:
- 1.4 – Atuação, cargo ou função:

2º Bloco – Ambiente Macro

2.1 – Como você avalia as principais premissas de expansão do PDE 2031? O que você revisaria com relação a:

- Premissas macroeconômicas
- Premissas de demanda e elasticidade
- Premissas de oferta – matriz de geração
- Premissas de transmissão

Síntese das Premissas do PDE 2031

	2021	2026	2031	2021-2026		2027-2031		2021-2031	
				Incremento	%	Incremento	%	Incremento	%
Parâmetros Macroeconômicos									
PIB ⁽¹⁾ (10 ³ R\$ [2010])	4.190	4.811	5.577	621.0	15%	766	16%	1.387	33%
População ⁽²⁾ (10 ³ hab)	214.1	220.9	226.3	6.9	3%	5.4	2%	12.2	6%
PIB per capita (10 ³ R\$ [2010]/hab)	19.6	21.8	24.6	2.2	11%	2.9	13%	5.1	26%
Oferta Interna de Eletricidade por PIB (kWh/10 ³ R\$ [2010])	160.9	167.2	169.5	6.3	4%	2.3	1%	8.6	5%
Elasticidade-renda do consumo de energia				0.93		0.76		0.83	
Demanda Eletricidade (Consumo total de energia TWh)	562.6	669.2	791.9	106.6	19%	122.7	18%	229.2	41%
Oferta de Eletricidade (Capacidade Instalada GW)	200	233	275	33	16%	42	18%	75	37%
<i>Hidráulica</i>	116	118	124	2	2%	7	6%	9	7%
<i>Biomassa</i>	14	16	16	1	10%	0	3%	2	13%
<i>Térmica não renovável</i>	23	25	35	2	11%	9	36%	12	50%
<i>Eólica</i>	20	26	30	6	33%	4	17%	11	55%
<i>Solar</i>	4	8	10	3	74%	3	35%	6	135%
<i>Nuclear</i>	2	2	4	0	0%	2	121%	2	121%
<i>Autoprodução e Geração Distribuída</i>	21	38	55	17	83%	17	44%	34	162%
Transmissão de Energia Elétrica⁽¹⁰⁾									
Linhas de Transmissão (km)	162.7	188.98	200.154	26.28	16%	11.174	6%	37.454	23%
Subestações (MVA)	395,366	484,888	525,115	89,522	23%	40,227	8%	129,749	33%
Transporte de Gás Natural (km gasodutos) ⁽¹¹⁾	9,409	9,420	9,420	11	0.10%	0	0%	11	0.10%

2.2 – Quais as principais ameaças e oportunidades trazidas pelo ambiente político nos próximos 5 e 10 anos? Que eventos, leis ou regulações são chave para uma mudança relevante no que foi estabelecido no PDE 2031? Que tipos de mudanças estão associadas a que tipo de governo e/ ou ambiente político? Na sua opinião, qual a probabilidade de tais eventos ocorrerem em 5 e 10 anos?

2.3 A exemplo do que se pergunta no item 2.2, quais mudanças no ambiente tecnológico poderiam causar uma revisão relevante do PDE 2031? Na sua opinião, qual a probabilidade de cada mudança tecnológico se consolidar nos próximos 5 e 10 anos?

2.4 Que medidas ou regulações no campo ambiental tendem a acontecer nos próximos 5 e 10 anos. Qual das premissas do PDE 2031 provavelmente seria afetada? Qual a probabilidade de tais medidas acontecerem nos próximos 5 e 10 anos?

2.5 Na sua opinião, qual a probabilidade das mudanças climáticas afetarem a distribuição das chuvas e afetarem a geração hidráulica nos próximo 5 e 10 anos? Você acredita que considerar um histórico dos 20 anos mais recentes de hidrologia refletem melhor a realidade do que a MLT (90+ anos)?

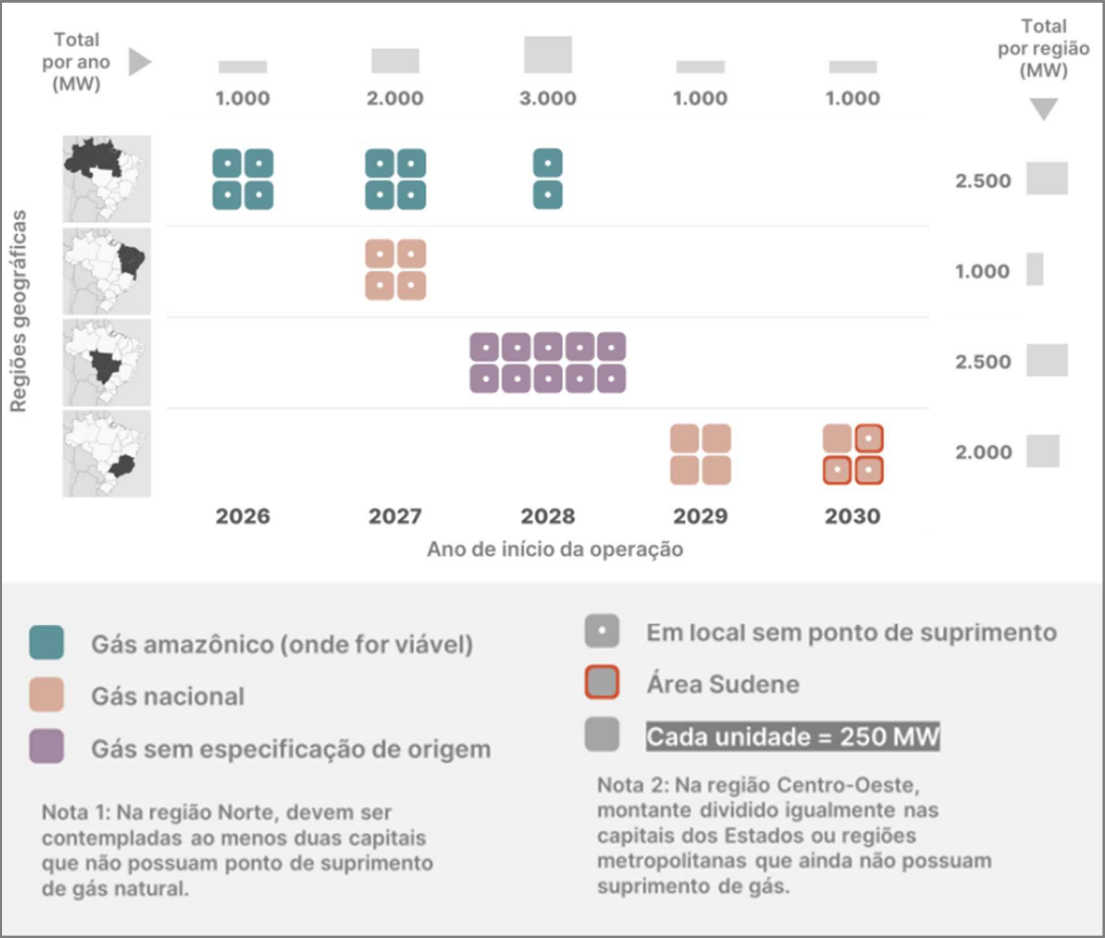
3º Bloco – Expansão da oferta no PDE 2031

3.1 Qual a sua opinião sobre a expansão da oferta no PDE 2031? Você revisaria alguma premissa de expansão demonstrada no quadro abaixo? O que? Quanto? Justifique.

11-8 – Síntese da Expansão Prevista no PDE 2031

Fonte ou atividade	Expansão do PDE 2031
UHEs	5.201 MW Contratado: 254 MW (2 UHEs no Sul e 1 no Centro-Oeste) Indicativo: 4.947 MW, sendo modernização de UHEs existentes (4.297 MW) em todas as regiões do Brasil e 1 UHE (650 MW) no Norte
PCHs e CGHs	3.335 MW Contratado: 635 MW (47 PCHs e CGHs) principalmente nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste Indicativo: 2.700 MW nos subsistemas SE/CO e S
não renováveis (gás natural, le refinaria, carvão mineral, diesel e nuclear)	31.274 MW Contratado: 6.250 MW de UTEs, sendo 7 UTEs GN novas (3.321 MW) e 4 existentes com novos contratos (1.196 MW), 1 nuclear (1.405 MW), 2 UTEs a diesel (288 MW) e 1 UTE gás de refinaria (40 MW). Indicativo: 25.024 MW, sendo 22.624 MW de UTEs GN em todas as regiões, 1.000 MW de UTE nuclear no Sudeste e 1.400 MW de UTE a carvão mineral no Sul.
renováveis (bagaço de cana, agro, cavaco/resíduos e RSU)	2.060 MW Contratado: 1.360 MW (21 UTEs novas e 7 ampliadas), sendo 18 UTEs de bagaço de cana (666 MW), 2 UTEs licor negro (363 MW), 4 UTEs cavaco/resíduos (297 MW) e 4 UTEs a biogás de RSU (33 MW) Indicativo: 700 MW, sendo 400 MW UTE a bagaço e 300 MW UTE a RSU no subsistema SE/CO
Eólicas	10.689 MW Contratado: 6.345 MW (183 parques) no Nordeste Indicativo: 4.344 MW no NE
Usinas fotovoltaicas	5.814 MW Contratado: 3.114 MW (92 empreendimentos) no Nordeste e no Sudeste Indicativo: 2.700 MW no subsistema SE/CO
Transmissão	33.633 km (20% do sistema) 17.361 km (52%) estão previstos para entrar em operação até 2026 Análise socioambiental de 269 LTs, 25.086 km de extensão Norte (4.686 km), Nordeste (3.917 km), Centro-Oeste (1.524 km), Sudeste (9.951 km) e Sul (5.008 km)
E&P de petróleo e GN	277 UPs (Unidades Produtivas em áreas contratadas) de exploração e produção de petróleo e gás natural, além de 27 UPUs (UPs em áreas não contratadas que pertencem à União) UPs terrestres nas regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste e Sudeste UPs offshore estão concentradas no Sudeste, com ocorrência também no Norte, Nordeste e Sul UPUs terrestres nas regiões Norte, Nordeste e Sudeste UPUs em áreas marinhas nas regiões Nordeste, Sudeste e Sul
Refinarias, UPGNs e terminais de GNL	2 refinarias , uma no Nordeste (BA) e uma no Sudeste (SP), 2 ampliações de refinaria existente , no Nordeste (BA) e Sudeste (RJ), e 3 unidades de hidrotratamento em refinarias existentes , no Sudeste (RJ) e 1 UPGN indicativa no Nordeste (SE) 4 terminais de regaseificação de GNL : 1 previsto no Norte (PA) e 3 indicativos no Sul, Sudeste e Nordeste (SC, SP e PE)
Gasodutos	2 gasodutos de transporte : 1 previsto, no Sudeste (RJ) e 1 indicativo no Nordeste (CE) 3 gasodutos de escoamento : 1 previsto, no Sudeste, e 2 indicativos, no Sudeste e no Nordeste
Etanol	13,7 bilhões de litros 18 usinas planejadas: 8 de milho, 4 de cana-de-açúcar, 2 flex (cana e milho) e 4 de outras matérias-primas (soja e cereais), maioria na região Centro-Oeste; 57 usinas ampliadas em todas as regiões do país, maioria no Sudeste; e 24 usinas indicativas
Biodiesel	5,5 bilhões de litros 13 usinas planejadas (CO, N, S e SE) e 3 usinas ampliadas (S, SE e CO)
Autoprodução e geração distribuída	Autoprodução: 4.711 MW (Termelétrica: 4.471 MW; Hidrelétrica: 234 MW; Solar 5,2 MW; Eólica: 0,6 MW) Geração Distribuída: 29.205 MW (Fotovoltaica: 26.172 MW; Termelétrica: 2.607 MW; Eólica: 300 MW; CGH: 126 MW)

3.2 – O PDE 2031 tem um cenário de rodada livre onde praticamente retira da expansão os 8GW compulsórios de térmicas a gás vinculadas da lei de privatização da Eletrobrás. Você acredita mais neste cenário? Acredita em um cenário alternativo (ex. meio termo)? Qual a probabilidade você atribuiria sobre o cenário que você acha mais provável? Como referência, consulte as duas ilustrações a seguir:



Resumo das determinações Lei no 14.182/2021
Fonte: EPE, 2022b, p.123



Geração Total Térmica do SIN
Fonte: EPE, 2022b, p.108

4º Bloco – Perguntas sobre “curva do pato”

4.1 – Como você enxerga o fenômeno da “curva do pato” no SEB (como, quando, intensidade)? Que efeitos e reações do mercado você crê como mais prováveis em relação a este fenômeno?

4.2 – Caso se concretize este fenômeno da “curva do pato” de forma contundente, como reagiriam os agentes reguladores e de governo (ONS, Aneel, MME, etc) para reduzir os efeitos da “curva do pato”?

4.3 – Como a “curva do pato” pode contribuir ou atrapalhar a agenda de sustentabilidade no SEB (ex. frear desenvolvimento solar, gatilho para novas tecnologias, outros)?

5º Bloco – Perguntas sobre comercialização e premissas de mercado de swaps de curva de geração solar

5.1 – Como você enxerga o papel de uma comercializadora no mercado de energia renovável, sobretudo o de energia solar? Como elas podem contribuir ou atrapalhar a expansão da oferta?

5.2 – Caso o fenômeno da “curva do pato” venha efetivamente ocorrer no SEB, que tipo de agente no setor está melhor posicionado para operar contratos de swap com modulação horária. Quais as principais barreiras de entrada para se ofertar esse produto ao mercado?

5.3 – Supondo que o mercado de swap de curva de geração solar seja formado por:

- Compradores - geradores de energia solar que aceitam pagar um prêmio para terceirizar o risco da “curva do pato”; e os
- Vendedores - comercializadoras de energia que aceitam ficar com risco em troca de um prêmio, pergunta-se:

5.3.1 Na sua opinião, quais são os principais fatores para se viabilizar essa negociação?

5.3.2 Quais são os poderes de barganha do comprador e do vendedor?

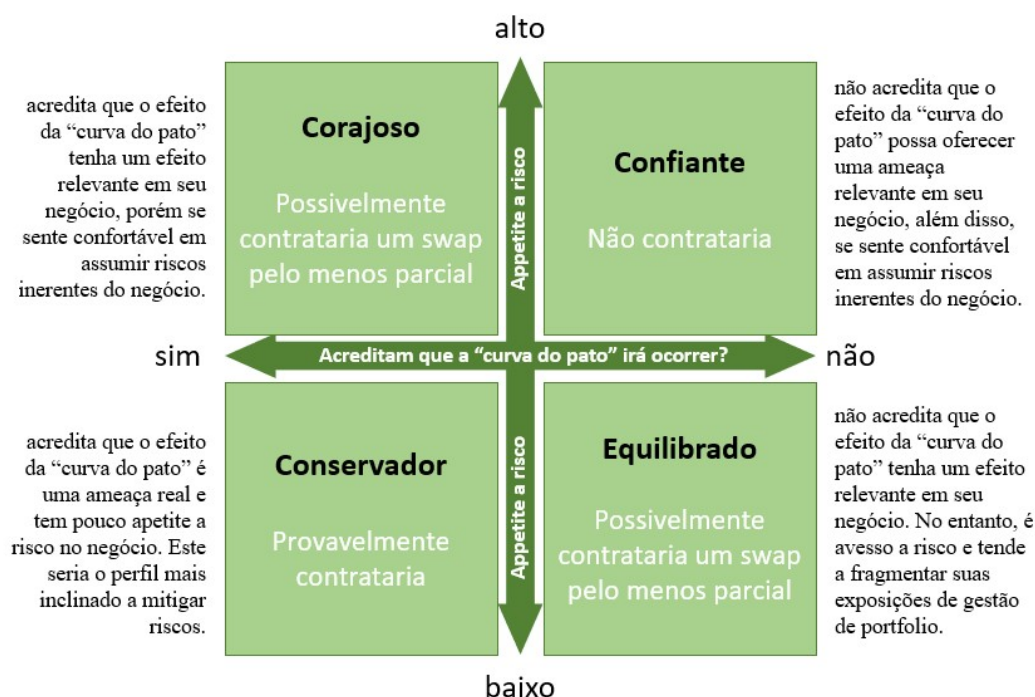
5.3.3 Que outras soluções de mitigação ou terceirização de risco os Compradores poderão buscar no mercado (ex. tecnologia, verticalização, lobby regulatório)? Como você acredita que o gerador solar elencaria essas alternativas em ordem de melhor custo/ benefício?

5.4 – Quanto você acredita que o gerador solar estaria disposto a pagar por um swap de curva de produção para se proteger do fenômeno da “curva do pato”? Comente sua resposta.

- Mais de 10% do preço do contrato (PPA); >20 R\$/MWh
- Até 10% do preço do contrato (PPA); ~20 R\$/MWh
- Até 5% do preço do contrato (PPA); ~10 R\$/MWh
- Até 2% do preço do contrato (PPA); ~4 R\$/MWh
- Menos de 2% do preço do contrato (PPA). <4 R\$/MWh

6º Bloco – Perguntas perfil do mercado alvo: geradores solar

6.1 – No desenvolvimento do trabalho, apresento uma matriz com dois eixos em relação ao comportamento de um gerador solar frente a “curva do pato”. Ou ele acredita nessa ameaça ou não acredita, adicionalmente, como em qualquer negócio, o acionista ou controlador tem diferente apetite a risco, podendo ser mais ou menos avesso ao risco de mercado que a “curva do pato” oferece. Você concorda com esse conceito? Por quê?



6.2 – Você acha que o investidor/ controlador de ativos de geração solar tende a ser avesso a riscos de mercado ou tomador de risco? Que percentual dos geradores de energia solar você acredita ter um perfil mais avesso a riscos de mercado?

6.3 – Que percentual dos geradores solar você estima que acreditam que "curva do pato" é um risco real no SEB? Agora? Em 5 anos? Em 10 anos? Nunca?