



Confederação Nacional da Indústria
PELO FUTURO DA INDÚSTRIA

PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2022

Versão preliminar

6 ENERGIA: COMBUSTÍVEL DO CRESCIMENTO

Fator-chave do Mapa Estratégico da Indústria:
Infraestrutura

Brasília
2022

SUMÁRIO

RESUMO EXECUTIVO	04
INTRODUÇÃO	06
1 COMPETITIVIDADE DA ENERGIA PARA A INDÚSTRIA NO BRASIL	08
2 DESAFIOS PARA PROMOÇÃO DA COMPETITIVIDADE ENERGÉTICA NO BRASIL	26
3 DESAFIOS DO SETOR DE GÁS NATURAL	52
4 DESAFIOS DO SETOR DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS	62
5 PROPOSTAS	66
REFERÊNCIAS	74
APÊNDICE - AGENDA REGULATÓRIA DA ANP 2020-21 NO SETOR DE GÁS NATURAL	86
LISTA DOS DOCUMENTOS COM AS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2022.....	90

RESUMO EXECUTIVO

A indústria é o setor da economia mais sensível ao preço dos insumos energéticos, devido à elevada participação da energia no custo total de produção. Como produtora de bens transacionados internacionalmente, a indústria também é mais sensível a esses custos do que os serviços que não enfrentam concorrência internacional.

A competitividade da Indústria brasileira tem sido comprometida pelo elevado custo dos insumos energéticos. A comparação entre os preços correntes no Brasil com os praticados nos países que concorrem com nossa indústria mostra que os custos do gás natural e da energia elétrica (no mercado regulado) estão muito elevados.

O arcabouço regulatório do setor elétrico se encontra desatualizado. O setor atravessa uma grande transformação tecnológica, com a difusão de fontes renováveis e de tecnologias, que permitem papel ativo dos consumidores. Essa transformação exige mudanças estruturais no modelo de organização por meio de uma reforma setorial profunda.

No setor de gás natural, os desafios para o aumento da competitividade são efetivar a reforma estrutural e regulatória, visando permitir a introdução da concorrência e o aproveitamento do potencial produtivo do pré-sal. O Programa Novo Mercado de Gás traça um diagnóstico adequado dos desafios regulatórios a serem superados. Com a aprovação da Lei 14.134/21 (Nova Lei do Gás), foram dados passos importantes para a liberalização do mercado de gás.

O grande desafio neste momento é implementar as decisões regulatórias já tomadas. É necessário revisar o arcabouço regulatório da ANP e reestruturar o setor, com a venda de ativos da Petrobras e a redução, por meio de medidas regulatórias, da concentração de mercado.

Este documento apresenta propostas com foco em três tipos insumos energéticos: energia elétrica, gás natural e combustíveis líquidos.

As propostas para energia elétrica focam na expansão do mercado livre de energia, com o objetivo de possibilitar acesso a todos os consumidores; na redução dos encargos setoriais; na operação do setor elétrico por meio de lances para a contratação de energia; e no aproveitamento de sinergias entre o mercado de energia elétrica e o de gás natural.

As propostas para gás natural focam na promoção da competição no mercado de gás; na implementação de um mercado atacadista de gás; ajustes regulatórios que permitam projetos de estocagem; e a harmonização das regulações nacional e subnacionais.

As propostas para combustíveis líquidos focam a desconcentração do mercado, com redução de barreiras à entrada e monitoramento de práticas anticompetitivas.

INTRODUÇÃO

A energia é um dos principais insumos da indústria brasileira, razão pela qual sua disponibilidade e preço são determinantes fundamentais para a competitividade da produção industrial nacional.

O Brasil possui matriz energética diversificada, sendo que a participação de fontes renováveis representa mais de três vezes a média mundial. Em 2020, as fontes renováveis foram responsáveis por 48,4% da oferta interna de energia. O indicador é superior à média mundial (13,8%) e ao verificado nos países da OCDE (11%) (EPE, 2021). De acordo com o Balanço Energético Nacional, em 2020, a indústria representou 32,1% do consumo final de energia no Brasil, primeira posição no consumo energético. Entretanto, a competitividade da indústria requer o enfrentamento de obstáculos relacionados ao suprimento e ao custo dos combustíveis.

Este estudo objetiva avaliar a competitividade da oferta de energia para a indústria brasileira e propor políticas para promovê-la. Para tanto, compararam-se os preços da energia elétrica, gás natural e dos principais combustíveis líquidos utilizados no Brasil com os preços praticados em países concorrentes no segmento industrial.

Em seguida, buscou-se identificar os principais desafios para a promoção da competitividade da oferta de energia no Brasil, além de se elencarem propostas por meio de políticas sustentáveis, ancoradas em reformas para a promoção de investimentos e aumento da concorrência.

1 COMPETITIVIDADE DA ENERGIA PARA A INDÚSTRIA NO BRASIL

A disponibilidade, o preço e a qualidade do suprimento de energia determinam a competitividade de muitos subsetores industriais. As economias que melhor se posicionam quanto à disponibilidade de recursos energéticos a preços competitivos desenvolvem vantagens comparativas produtivas. Essa questão se apresenta para o Brasil, a um só tempo, como oportunidade e desafio.

De acordo com o Balanço Energético Nacional 2021, publicado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), o setor industrial apresentou o maior consumo de energia em 2020 – com 32,1% de participação – seguido pelos setores de transportes (31,2%), energético (11,2%), residencial (10,8%), agropecuário (5,1%), serviços (4,7%) e uso não energético (4,9%). Justamente por ser a maior consumidora, a indústria nacional enfrenta desafios relacionados ao suprimento e ao custo dos combustíveis.

As principais fontes energéticas utilizadas pelo setor industrial são a energia elétrica, o gás natural e, em menor volume, o óleo combustível e o Gás Liquefeito de Petróleo (GLP). A evolução dos preços destes energéticos afeta a competitividade da indústria nacional.

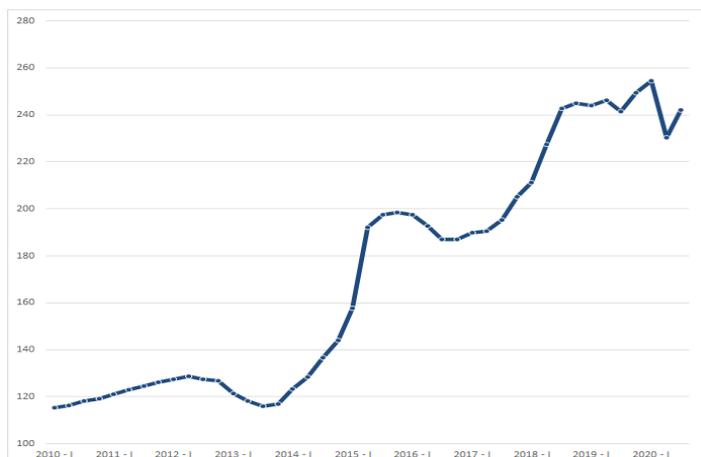
Essa perda de competitividade se reflete na queda da participação do país no valor adicionado da indústria de transformação mundial. Esse indicador vem apresentando queda desde 2010, (equivalente a 2,04%), chegando a 1,32% em 2020 (CNI, 2021). O país se posicionou em etapas iniciais e menos dinâmicas do comércio internacional e, com a fragmentação produtiva, acabou perdendo espaço de mercado em bens manufaturados mais sofisticados. Tal perda ocorreu em diferentes setores, tais como máquinas e equipamentos; química e petroquímica; automobilística e transporte; farmacêutica; material elétrico; informática; e eletrônica¹.

Diferentes fatores podem explicar a perda de competitividade da indústria brasileira, tais como o diferencial de custos de mão de obra, escala de produção, câmbio, custo da energia, incentivos governamentais, investimentos e capacitação. Tais fatores, impõem grandes desafios na articulação do país para responder às transformações das cadeias produtivas.

Como é possível observar no Gráfico 1, o índice de custos com energia apresentou crescente de elevação após 2014. Como será visto adiante, o custo da energia foi um dos fatores que contribuiu para a deterioração da competitividade brasileira no período.

¹ INDICADOR DE COMÉRCIO EXTERIOR – ICOMEX. n. 57, 14 jan. 2022. Disponível em: https://portalibre.fgv.br/sites/default/files/2022-01/icomex_fgv_press-release_janeiro2022_0.pdf. Acesso em: 13 mar. 2022.

Gráfico 1 – Índice trimestral dessazonalizado de custos industriais com energia (2010 a 2020)



Fonte: Portal da Indústria (2021). Disponível em: <https://www.portaldaindustria.com.br/estatisticas/indicador-de-custos-industriais/> (Ano base 2006).

À medida em que o país se posiciona nas etapas iniciais das cadeias produtivas (com maior intensidade energética²), o custo da energia adquire maior relevância na determinação da competitividade industrial. Para precisar o nível de competitividade energética da indústria nacional, é importante avaliar os preços pagos pela energia no Brasil e nos principais países concorrentes.

1.1 Competitividade das tarifas de energia elétrica

Para estabelecer uma comparação entre os preços da eletricidade praticados aqui e os preços dos 10 países que mais exportam para o Brasil, foi consultada a base de dados da Agência Internacional de Energia (IEA, 2021). Os dados relativos aos preços da eletricidade para os consumidores industriais da China (de 2010 a 2021), foram obtidos em CEIC (2021a). Já os valores para o mercado cativo do Brasil foram obtidos na Agência Nacional de Energia Elétrica - Aneel (2021b).

No Brasil, os grandes consumidores industriais migraram para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) de energia elétrica, devido aos menores preços. Apenas os pequenos consumidores industriais permanecem no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), pagando o preço do mercado cativo, regulado pela Aneel. Enquanto o preço do mercado cativo é facilmente encontrado – visto que é divulgado pela própria Agência – os preços do

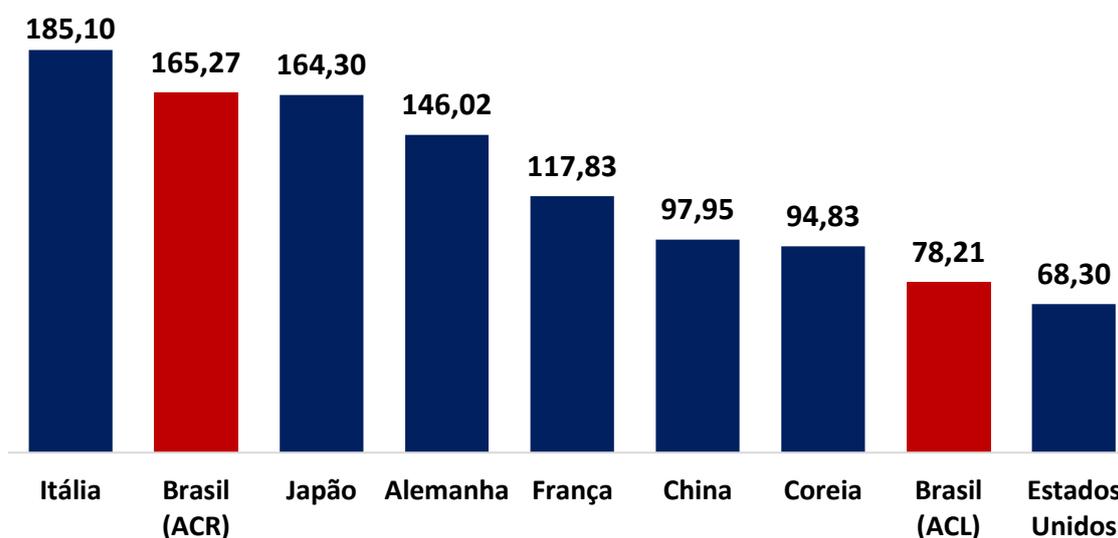
² EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Atlas da eficiência energética**: relatório de indicadores. Brasil: EPE, 2020.

mercado livre são negociados entre as partes, variando de acordo com oferta e demanda, razão pela qual não são amplamente divulgados.

Os preços do mercado livre foram calculados com base na série do Dcide³; da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (Tust) - publicada pela CNI (2018) e reajustada pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA); acrescido dos encargos e tributos - considerada a porcentagem publicada pela CNI (2018), aplicada aos demais anos.

Como o objetivo foi comparar os preços da eletricidade para as indústrias em diferentes países, optou-se por apresentar os preços nominais em dólar. Os preços da China e do mercado cativo do Brasil foram convertidos para dólar por Megawatt hora (USD/MWh) por meio das taxas de câmbio anuais médias, divulgadas pelo Fundo Monetário Internacional. Com esses dados, foi construído o Gráfico 2, que mostra o preço da eletricidade em 2019.

Gráfico 2 – Comparação do preço da eletricidade em 2019 para o consumidor industrial - com tributos (USD/MWh) – maiores exportadores para o Brasil



Fonte: Elaboração própria, com dados da Aneel (2021b), CEIC (2021a), Dcide, IEA (2021b) e PSR.

Nota: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados.

Pela análise do Gráfico, pode-se constatar que, em 2019, o consumidor industrial brasileiro que comprou energia elétrica no mercado regulado (ACR) pagou a segunda tarifa mais elevada entre os países analisados. Já a indústria de grande porte, que comprou eletricidade no mercado livre brasileiro (ACL), pagou a segunda tarifa mais baixa entre os países

³ Dcide é uma empresa de desenvolvimento de soluções para o setor elétrico. Acesso a série de dados em <https://www.denergia.com.br/dashboard>

analisados – 62% mais barata, quando comparada à tarifa praticada no mercado regulado brasileiro.

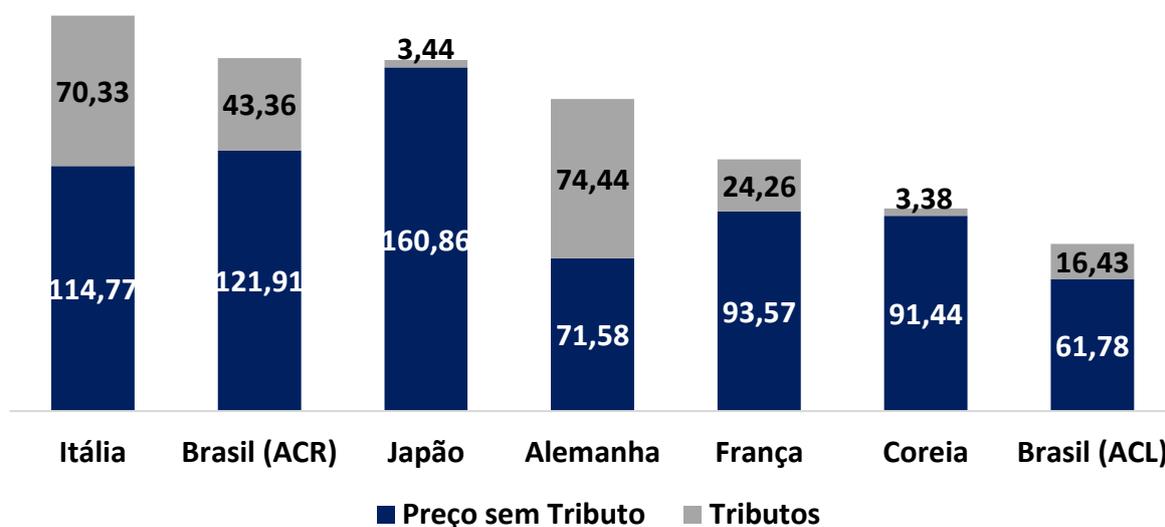
O Ambiente de Contratação Regulada (ACR) é formado pelos consumidores cativos, que só podem comprar energia elétrica da concessionária responsável pela distribuição em sua região.

O Ambiente de Contratação Livre (ACL) é também conhecido como o Mercado Livre de Energia. Nesse ambiente de negociação, os consumidores negociam as condições de compra de energia elétrica diretamente com as geradoras ou comercializadoras.

Entre os oito países analisados, Itália, Japão e Alemanha apresentam os preços mais elevados, sendo que apenas Itália tinha uma tarifa maior do que a praticada no mercado cativo do Brasil. Já os Estados Unidos apresentaram o preço mais baixo. Dessa forma, fica claro que as indústrias de menor porte no país, que compram energia no mercado cativo, apresentam o maior problema de competitividade no que tange à energia elétrica.

Uma das principais razões para a discrepância dos preços finais da energia elétrica é a carga tributária. A política tributária para o setor de energia varia: alguns países privilegiam a competitividade energética, enquanto outros priorizam a taxaço da energia como fonte de financiamento para o setor público. No Gráfico 3, que compara o preço da eletricidade para o consumidor industrial no que tange à parcela dos tributos, pode-se constatar que o Brasil se encontra entre os países que privilegia a taxaço da eletricidade como forma de financiamento público.

Gráfico 3 – Comparação do preço da eletricidade em 2019 para o consumidor industrial, destacados os tributos (USD/MWh) – maiores exportadores para o Brasil



Fonte: Elaboração própria, com dados de Aneel (2021b), Dcide, IEA (2021b) e PSR.⁴

Nota 1: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados.

Nota 2: No caso do Brasil, são apresentados os valores para o mercado livre e cativo.

O peso dos tributos do mercado cativo brasileiro (em torno de 26%) e dos tributos italianos (quase 38%) tornam o preço da eletricidade nesses países mais alto do que no Japão, onde a carga tributária não é significativa. A carga tributária incidente sobre o preço da eletricidade no mercado cativo faz com que o Brasil tenha uma das tarifas mais elevadas do mundo. A tributação da eletricidade na Alemanha também chama a atenção, representando mais de 50% do preço total da eletricidade.

O preço da eletricidade sem impostos varia muito entre os países. O custo da eletricidade no mercado cativo brasileiro é elevado, quando comparado a outros países, principalmente pelos encargos incidentes na tarifa de energia, o que gera maior custo de distribuição (segundo maior custo, atrás apenas do Japão). O preço da energia elétrica sem impostos embute os custos associados a 16 diferentes tipos de encargos, que servem para financiar diferentes tipos de políticas públicas de incentivos setoriais e sociais. Esses encargos representam entre 15 a 20% do valor das tarifas sem impostos.

Já o preço da eletricidade no mercado livre no Brasil encontra-se em um patamar competitivo, quando comparado aos principais países que concorrem com a indústria nacional. A

⁴ Os dados do total de tributos embutidos no preço da eletricidade do setor industrial da Itália, Japão, Alemanha, França e Coreia foram obtidos em IEA (2021). O total de tributos pagos no mercado cativo brasileiro, em R\$/MWh foram obtidos em Aneel (2021).

disparidade de preços entre o mercado regulado e livre no mercado nacional é um fator de desequilíbrio competitivo para a indústria. Empresas de menor porte, que não têm acesso ao mercado livre, pagam uma tarifa de energia elétrica mais elevada, o que reduz sua competitividade e potencial de crescimento.

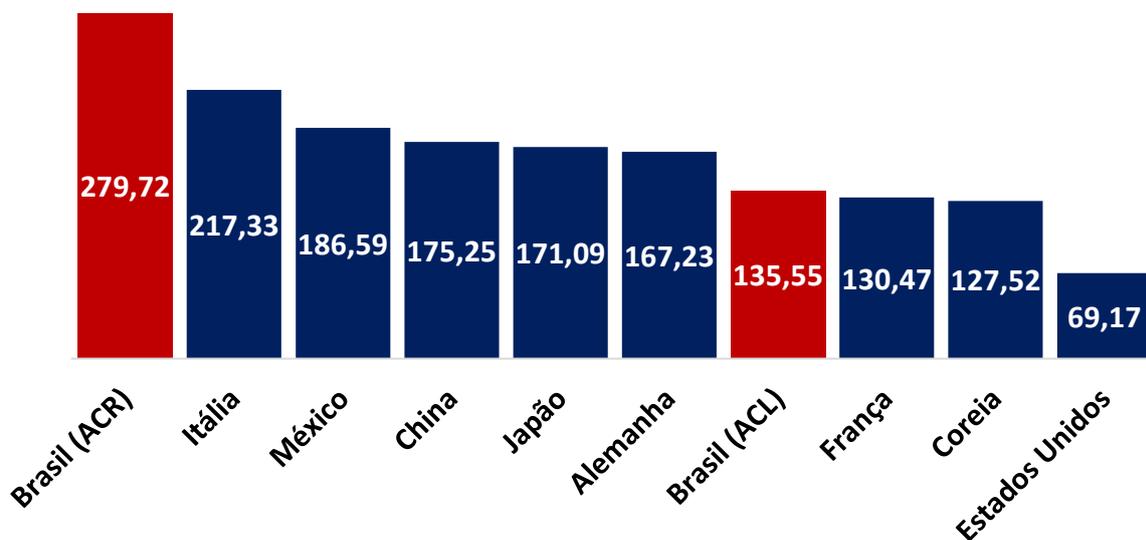
Atualmente, dois Projetos de Lei sobre o tema tramitam no Congresso. O PL 414/2021 prevê que todos os consumidores poderão negociar energia, de forma livre, com os geradores e comercializadores, sem a necessidade de intermediação de uma distribuidora, em até três anos e meio após a sanção da Lei. Já o PL 1.917/2015 determina que essa liberação deva ser feita em até seis anos.

A comparação dos preços da energia em dólar não é capaz de revelar com exatidão os impactos desses preços para a competitividade da indústria de cada país. Isso porque o dólar pode ter um peso diferente em relação à moeda local de cada país. Em países de baixa renda, em geral, o dólar tem maior poder de compra, se comparado a países de renda elevada.

Uma forma de nivelar as diferenças de poder aquisitivo que uma mesma moeda pode ter é utilizar a metodologia de **Paridade do Poder de Compra (PPC)**, método alternativo à taxa de câmbio para calcular o poder de compra. Assim, a PPC procura medir o quanto uma determinada moeda pode comprar em termos internacionais (normalmente dólar), já que bens e serviços apresentam diferentes preços, de um país para outro.

O Gráfico 4 apresenta uma comparação entre os preços de energia elétrica do Brasil e os preços de países selecionados, considerando a PPC. Como o poder aquisitivo do dólar no Brasil é maior que o de países concorrentes, pode-se constatar que os preços da eletricidade no Brasil ficam ainda mais elevados, quando consideramos a PPC.

Gráfico 4 – Comparação dos preços da Eletricidade em 2018 para a Indústria usando PPC com tributos (USD/MWh) – países selecionados



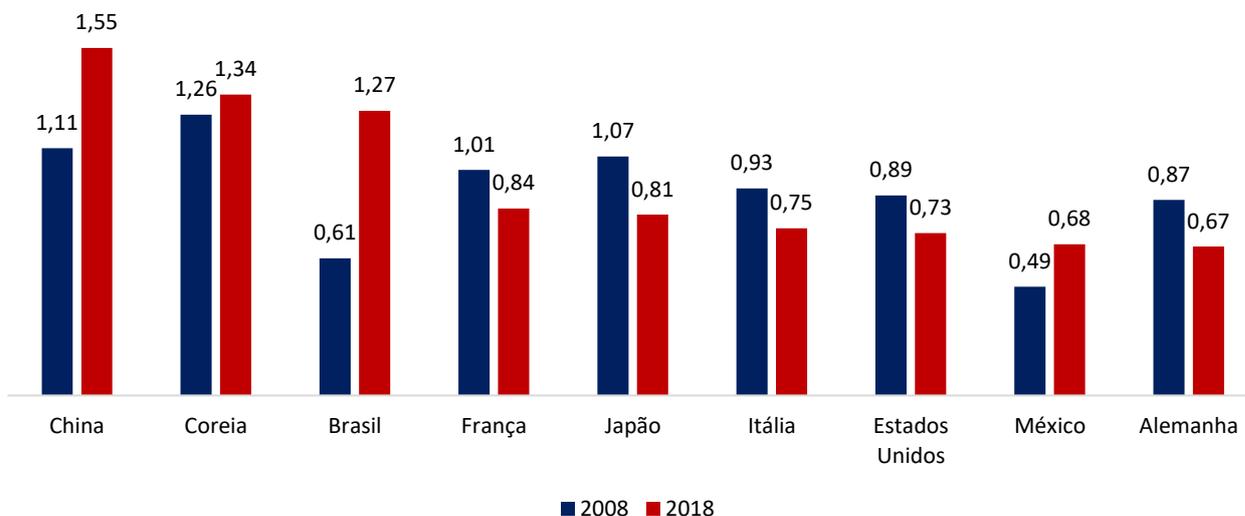
Fonte: Elaboração própria, com dados da Aneel (2021b), Ceic (2021a), Dcide, IEA (2021b), PSR e World Bank Open Data

Quando se utiliza o princípio da paridade do poder de compra na comparação de custos, fica claro que o Brasil não tem preços competitivos de energia elétrica para a indústria. Até mesmo os preços do mercado livre tornam-se mais elevados que a média de países importantes, como França, Coreia e Estados Unidos.

O impacto do preço da eletricidade na competitividade da indústria também dependerá da intensidade de seu uso. Quanto mais intenso for o uso da eletricidade, maior peso terá nos custos totais e, portanto, maior será seu impacto na competitividade industrial.

O Gráfico 5 apresenta o cálculo da intensidade elétrica para diferentes países em 2008 e 2018, considerando o valor adicionado pela indústria em PPC. Esse levantamento mostra que o Brasil foi o país cuja intensidade elétrica mais aumentou no período analisado, tornando-se o terceiro maior. Em 2018, a intensidade elétrica do Brasil só ficou abaixo da China e da Coreia, o que confirma a elevada importância da energia elétrica para a competitividade da indústria nacional.

Gráfico 5 – Comparação da intensidades elétricas na indústria (TJ por USD milhões, convertidos pela PPC) – países selecionados



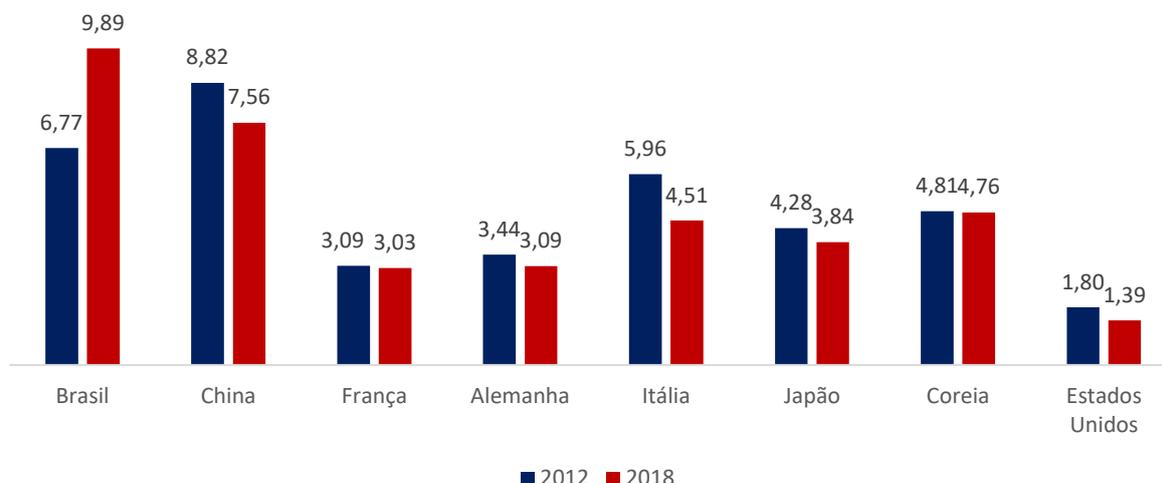
Fonte: Elaboração própria, a partir da IEA World Energy Statistics and Balances e World Bank Open Data.

Outra forma de medir e comparar a competitividade energética da indústria é pelo cálculo do custo unitário da energia, obtido através da divisão dos custos de energia pelos valores adicionados brutos. O indicador do custo unitário da energia captura simultaneamente o efeito do preço da energia e da intensidade energética. A Comissão Europeia adotou o conceito de custos unitários de energia em 2014⁵, para medir e comparar a competitividade energética dos países do bloco.

O Gráfico 6 apresenta a evolução real dos custos unitários da eletricidade na indústria, em 2012 e 2018, convertidos pela PPC. O Brasil (mercado cativo) é o país que apresenta o maior custo unitário da eletricidade na indústria (9,9%), enquanto os EUA apresentam o menor custo unitário (1,4%).

⁵ Ver EUROPEAN COMMISSION. Energy Economic Developments in Europe, 2014.

Gráfico 6 – Comparação dos custos reais unitários da eletricidade na indústria (Percentual do valor adicionado bruto do setor, usando PPC) – países selecionados



Fonte: Elaboração própria, a partir da IEA (2021b), Aneel (2021a), NDRC Price Center e World Bank Open Data.
 Nota: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados.

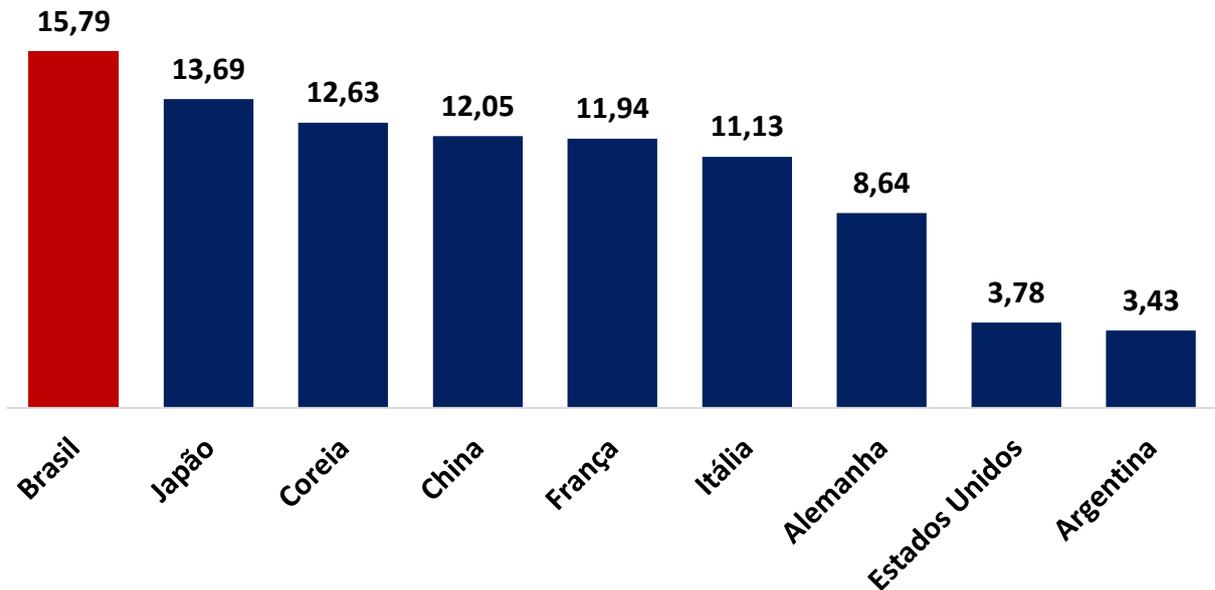
Ademais, o Brasil foi o único país da amostra onde o custo unitário aumentou entre 2012 e 2018. Ou seja, nos demais países, o valor adicionado industrial cresceu mais do que o custo da eletricidade. Já no Brasil, os custos da eletricidade aumentaram mais do que a capacidade de o país aumentar valor adicionado da indústria.

1.2 Competitividade do gás natural

A desvantagem da indústria brasileira quanto ao custo do gás natural é ainda maior do que no caso da energia elétrica. O Gráfico 7 compara os preços finais do gás natural para a indústria brasileira e para os países que mais exportaram produtos industriais para o Brasil em 2019. A comparação demonstra que o Brasil apresentou o preço mais elevado em relação aos países analisados.

A Argentina e os Estados Unidos apresentaram os menores preços (abaixo de 4 USD/MMBtu), enquanto Japão, China e Coreia tiveram preços maiores (acima de 12 USD/MMBtu), porém, significativamente mais baixos do que o gás natural brasileiro. Ressalte-se que a China e a Índia possuem uma indústria muito mais intensiva em carvão do que em gás natural. Ou seja, a indústria tem acesso à energia térmica a preços mais baixos do que o gás natural.

Gráfico 7 – Comparação do preço do gás natural em 2019 para o consumidor industrial com tributos (USD/MMBtu) – países selecionados

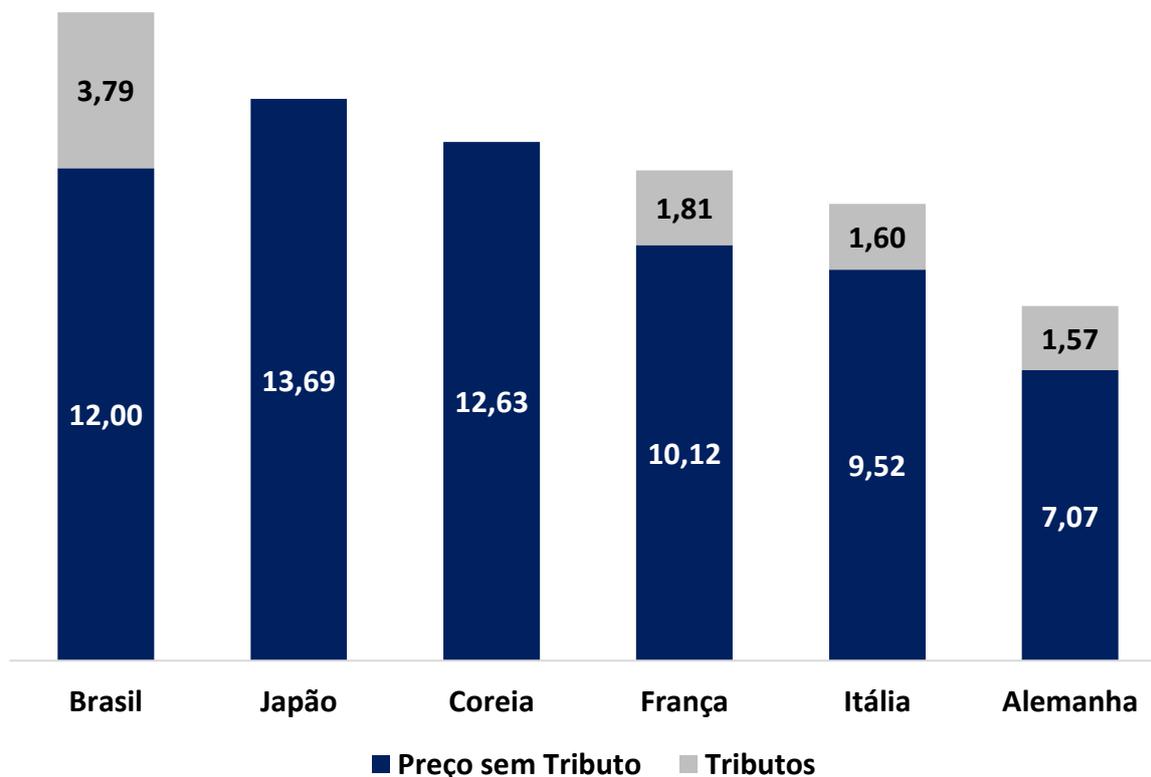


Fonte: Elaboração própria, com dados de ARGENTINA (2021), CEIC (2021b), IEA (2021), MME (2017) e MME (2021)

Nota: Os preços do gás natural para os consumidores industriais nos Estados Unidos, Alemanha, Coreia, Japão, França e Itália foram obtidos em IEA (2021). Enquanto os mesmos dados para os consumidores industriais da China foram obtidos em CEIC (2021b). Já para a Argentina, os dados foram obtidos em ARGENTINA (2021). Os mesmos dados para as indústrias brasileiras que consomem até 20 mil m³/dia de gás natural foram obtidos nos boletins mensais de acompanhamento da indústria de gás natural do MME (MME (2017) e MME (2021)).

A carga tributária sobre o gás natural no Brasil é mais elevada (24%) que a de seus concorrentes, o que contribui para deteriorar a competitividade da indústria nacional (EPE, 2019). O Gráfico 8 demonstra o preço do gás natural para o consumidor industrial, com destaque para o volume de tributos. Entre os países analisados, Japão e Coreia não taxam o gás natural, sendo que os países que tributam adotam uma carga tributária bem mais baixa que a do Brasil.

Gráfico 8 – Comparação do preço do gás natural em 2019 para o consumidor industrial destacados os tributos (USD/MMBtu) – países selecionados

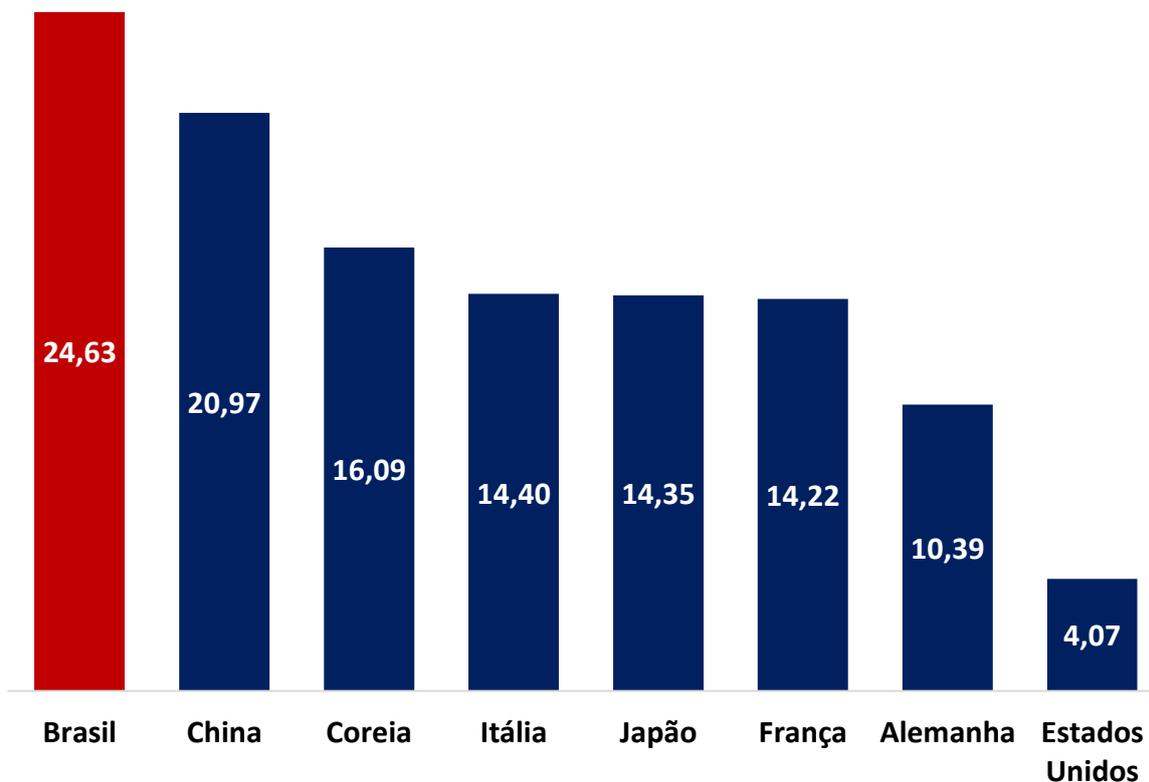


Fonte: Elaboração própria, com dados de EPE (2019), IEA (2021), MME (2017) e MME (2021).

Nota: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados.

O Gráfico 9 apresenta uma comparação dos preços, em 2018, entre o gás natural do Brasil e o de países selecionados considerando a PPC. Pode-se observar que o preço do gás natural no Brasil continuou sendo o maior entre os países comparados, quando se utiliza o princípio da paridade do poder de compra. Entretanto, aumentou a disparidade de preços do Brasil para os países com preços mais competitivos, como os Estados Unidos. Ou seja, considerando a PPC, a competitividade do gás brasileiro é ainda menor do que quando analisada a valores correntes.

Gráfico 9 – Comparação dos preços do gás natural em 2018 para a indústria usando PPC - com tributos (USD/MMBtu) – países selecionados

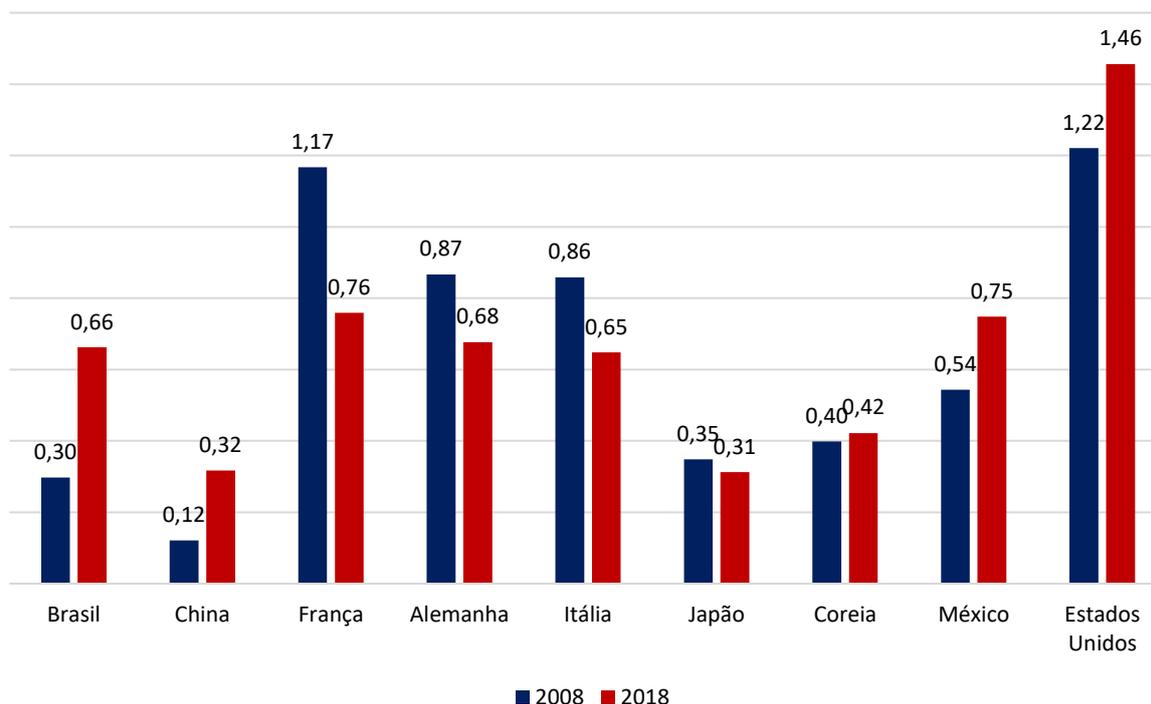


Fonte: Elaboração própria, com dados de Ceic (2021b), IEA (2021), MME (2017), MME (2021) e World Bank Open Data.

Nota: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados

Assim como no caso da energia elétrica, é importante avaliar o custo unitário do gás. Para tanto, procedeu-se a análise da intensidade energética medida em Terajoule (TJ) por milhões de dólares. O Gráfico 10 apresenta o cálculo da intensidade energética para diferentes países em 2008 e 2018, considerando o valor adicionado pela indústria em PPC. Tal levantamento mostra que o Brasil foi o país cuja intensidade energética mais aumentou no período analisado, o que confirma elevada importância da energia para a competitividade da indústria nacional.

Gráfico 10 – Comparação da intensidade do gás natural na indústria (TJ por USD milhões, convertidos pela PPC) – países selecionados



Fonte: Elaboração própria, a partir da IEA World Energy Statistics and Balances e World Bank Open Data.

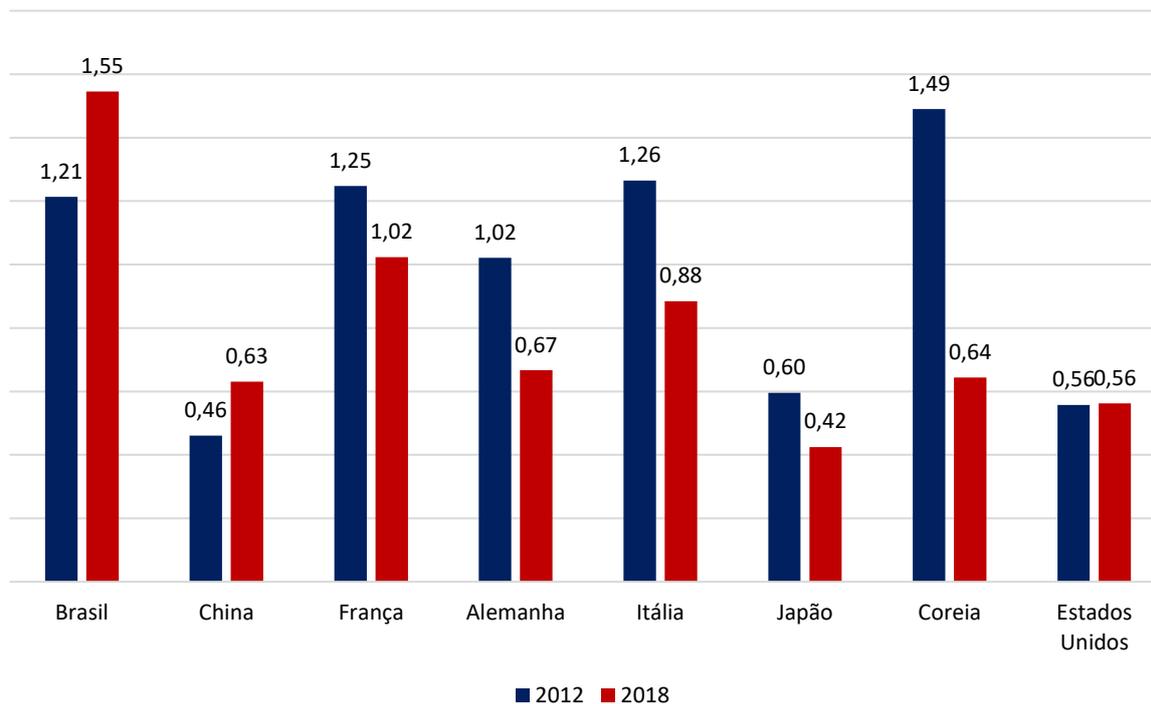
Nota: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados.

A intensidade do gás natural no setor industrial brasileiro é de 0,66 TJ/USD milhão, o que corresponde aproximadamente à média das intensidades energéticas dos países selecionados.

Para melhor representar o impacto da energia na competitividade, o indicador do custo unitário da energia captura simultaneamente o efeito do preço da energia e da intensidade energética.

O Gráfico 11 apresenta a evolução real dos custos unitários do gás natural na indústria, em 2012 e 2018, convertidos pela PPC. Pode-se constatar que o Brasil é o país que apresenta o maior valor entre os países analisados. Além disso, Brasil e China são os únicos países da amostra onde o custo unitário aumentou entre 2012 e 2018. Ou seja, na maioria dos países, o valor adicionado pela indústria cresceu mais do que o valor do custo da energia. Já no Brasil, os custos da energia aumentaram mais do que o valor adicionado pela indústria.

Gráfico 11 – Comparação dos custos reais unitários do gás natural na indústria (% do valor adicionado bruto do setor, usando PPC) – países selecionados



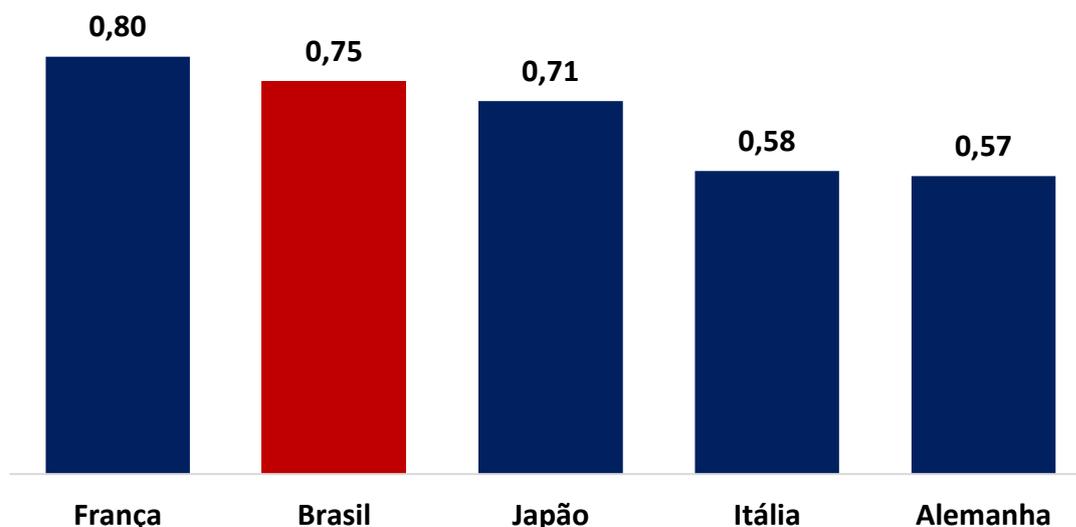
Fonte: Elaboração própria, a partir da IEA Energy Prices and Taxes Statistics, IEA World Energy Statistics and Balances, Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição/ANEEL, NDRC Price Center e World Bank Open Data.
Nota: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados.

Na comparação dos custos unitários do gás natural na indústria, considerando-se a paridade do poder de compra, a situação da competitividade no Brasil vem-se deteriorando nos últimos anos. Os custos do gás no Brasil encontram-se entre os mais elevados na amostra de países analisada. O país apresenta o maior indicador, com 1,55% – bem acima da França, que vem em seguida, com 1,02%. Japão e Estados Unidos, por outro lado, apresentam menores custos unitários, com 0,42% e 0,56%, respectivamente.

1.3 Competitividade dos combustíveis líquidos

Ao analisar o preço do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) industrial no Brasil com países Europeus e o Japão, que tradicionalmente possuem preços de energia mais elevados, o Brasil não se encontra bem-posicionado. O Gráfico 12 compara o preço do GLP no Brasil com o de países selecionados. Não foi possível levantar dados de preços de GLP para mercado industrial em países como EUA, China, Índia e Argentina.

Gráfico 12 – Comparação de preço do GLP em 2019 para o consumidor industrial com tributos (USD/L) – países selecionados



Fonte: Elaboração própria, com dados de ANP (2021) e IEA (2021).

Nota: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados.

A comparação evidencia os preços elevados do GLP para o consumidor industrial brasileiro. Além da carga tributária, a falta de concorrência no mercado é um dos fatores que prejudica a indústria nacional. A concentração do mercado na Petrobras⁶, aliada às fortes barreiras à entrada de novos produtores e importadores de GLP, faz com que a venda do produto no país seja feita a preços mais elevados do que os praticados no mercado internacional.

A falta de competição na produção e importação⁷ e a fraca infraestrutura de distribuição do GLP⁸ fazem com que as margens sejam elevadas, principalmente nos estados com baixa demanda por GLP industrial, contribuindo assim para que o Brasil possua um dos maiores preços para a indústria.

A dinâmica apontada para o mercado de GLP se repete ainda no mercado de óleo combustível. No Brasil, onde os preços praticados estão muito acima dos de países analisados. Desde 2014, quando o preço do petróleo caiu no mercado internacional, os preços praticados nas refinarias da Petrobras se mantiveram elevados.

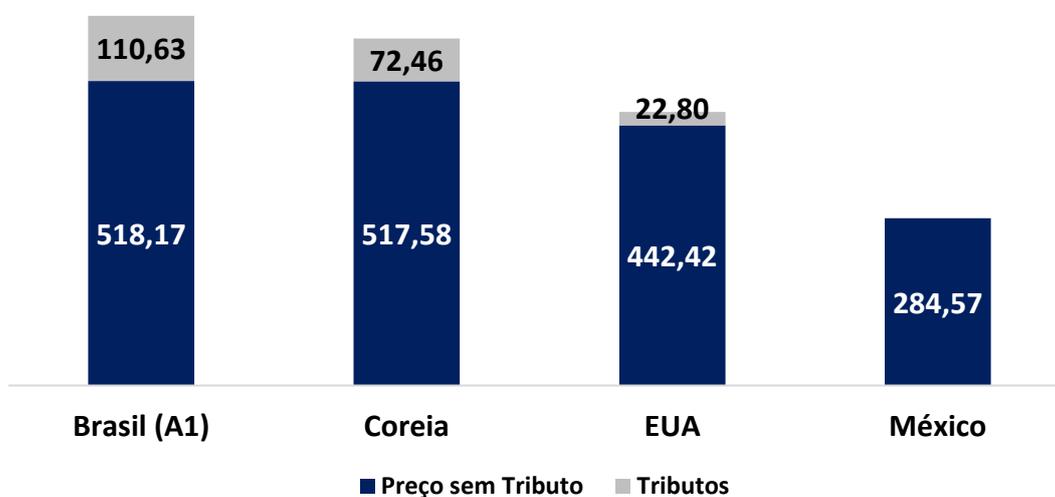
⁶ Vide Painel Dinâmico do Mercado Brasileiro de GLP (ANP): <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp>

⁷ Vide dados do Comex STAT (Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços – MDIC) e SIMP/ANP, em Painel Dinâmico do Mercado Brasileiro de GLP (ANP): <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/paineis-dinamicos-da-anp>

⁸ Caderno de Estudo de Oferta de Derivados de Petróleo, Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2021): <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>

O Gráfico 13, mostra que o Brasil tem a maior carga tributária entre os países selecionados, ao se comparar o preço do óleo combustível para o consumidor industrial, destacados os tributos. Os preços verificados na América do Norte – e mesmo na Coreia, país não produtor – foram menores do que o produto brasileiro, em 2018. Vale notar que, como no Brasil, os preços do óleo combustível também são livres nos Estados Unidos. Assim, o diferencial de preços se explica, basicamente, pelo maior grau de competição no mercado final e pela menor carga tributária daquele país.

Gráfico 13 – Comparação do preço do óleo combustível em 2018 para o consumidor industrial – destacados os tributos (USD/TJ) – países selecionados



Fonte: Elaboração própria, com dados da ANP (2021) e IEA (2021).

Nota: Gráfico elaborado considerando os países selecionados e a disponibilidade de dados.

A concentração da oferta no Brasil faz com que os preços do óleo combustível sejam mais elevados do que em outros países, ainda que o país seja um exportador. Ou seja, a falta de concorrência viabiliza que a Petrobras venda óleo combustível mais barato no mercado externo do que no mercado interno⁹, o que prejudica a competitividade dos setores industriais que utilizam esse energético como insumo.

Nesse cenário, podemos concluir que os preços elevados e a eficiência energética no Brasil constituem barreiras importantes para a competitividade da indústria brasileira. A análise dos últimos anos indica que o problema tem-se agravado com o aumento de preços e a perda de eficiência no uso da energia na indústria. Reverter essas tendências é essencial para

⁹ De acordo com dados do Relatório do Mercado de Derivados de Petróleo, MME, publicado em novembro de 2021.

recuperar a dinâmica industrial do país. É fundamental a discussão e a implementação de uma agenda para a competitividade energética na indústria brasileira.

2 DESAFIOS PARA PROMOÇÃO DA COMPETITIVIDADE ENERGÉTICA NO BRASIL

Para identificar e avaliar os principais desafios e obstáculos para a promoção da competitividade da oferta de energia no Brasil, apresentamos uma análise detalhada do processo de reforma em curso no setor de energia nacional.

2.1 Desafios do setor elétrico

A reforma do setor elétrico, em curso atualmente no Brasil (PL 414/2021 e PL 1.917/2015), busca alinhar o arcabouço regulatório setorial com alguns desafios de transformação técnica e econômica do setor, além de promover a modicidade tarifária.

Com relação às transformações em curso, os desafios mais importantes são:

- **a ampliação da concorrência, abarcando não apenas grandes consumidores industriais, mas todos os perfis de consumo.** Dessa maneira, o desenvolvimento de novas formas de comercialização de energia e de novos modelos de negócios serão capazes de provocar um impacto disruptivo na organização atual do setor elétrico;
- **o surgimento de um consumidor que quer exercer papel mais ativo na sua relação com o consumo elétrico.** Cabe ressaltar que a digitalização do setor vem permitindo mudar, de forma radical, a interação entre os consumidores e os fornecedores de energia. Essa digitalização vem permitindo a transformação dos consumidores em “prosumidores”, ou seja, agentes que não apenas consomem energia de forma passiva, mas que também podem atuar no mercado elétrico através da resposta da demanda¹⁰, da geração distribuída¹¹ e da escolha de seus fornecedores; e
- **a difusão, de forma sustentável, das fontes renováveis de energia, além da hídrica.** É preciso minimizar as transferências de custos aos demais usuários das redes de distribuição. A geração de energia renovável – em particular as energias solar fotovoltaica e eólica – atingiu um nível de competitividade que tende a provocar uma mudança radical no perfil de geração elétrica no Brasil e no mundo. Adicionalmente, a

¹⁰ Resposta da Demanda: Mudanças no uso de eletricidade pelos consumidores finais, em resposta a mudanças no preço da eletricidade ao longo do tempo.

¹¹ Geração Distribuída é o termo dado à energia elétrica gerada no local de consumo ou próximo a ele, sendo válida para diversas fontes de energia renováveis, como a energia solar, eólica e hídrica.

introdução de políticas de combate aos gases de efeito estufa e o desenvolvimento do mercado de carbono reforçam a tendência de difusão das fontes renováveis.

O Brasil tem passado por sucessivas crises hidrológicas que afetam o custo da energia, principalmente pela necessidade de medidas de mitigação e pelo acionamento do parque térmico, de maior custo. As principais crises hidrológicas ocorreram em 2001, entre 2014 e 2015 e entre setembro de 2020 e setembro de 2021, quando tivemos a pior afluência hídrica dos últimos 91 anos no País.

As atuais sistemáticas de operação e planejamento do setor elétrico não são mais adequadas às novas características do setor. A crise de abastecimento e a necessidade de despacho por razões de segurança indicam a inadequação dos modelos de operação, os quais devem ser revistos. Por outro lado, usinas com elevado custo operacional, planejadas para operar apenas em momentos críticos, têm sido despachadas frequentemente.

Assim, é fundamental rever e modernizar os modelos de operação e planejamento setorial. Além de alinhar o arcabouço regulatório do setor com as tendências de longo prazo, as finanças setoriais passam por desequilíbrios, sendo urgente promover a racionalização e sustentabilidade econômica do setor.

O setor elétrico vem experimentando problemas associados ao desequilíbrio na divisão dos custos comuns do sistema. O custo de segurança energética não tem o rateio equilibrado, e as fontes que garantem confiabilidade e segurança do sistema, além de mais caras (geração térmica) são custeadas pelo mercado cativo.

A rápida difusão da geração distribuída através do sistema *net metering*¹² – com tarifa monômnia volumétrica¹³ – é fonte de desequilíbrios importantes, uma vez que os consumidores atualmente não arcam com os custos de transmissão e distribuição da parcela injetada na rede para consumo posterior. Por fim, o excesso de encargos na tarifa de energia elétrica para financiar políticas públicas setoriais representa um fator de desequilíbrio econômico para o setor.

2.1.1 Modernização do setor elétrico

O Ministério de Minas e Energia iniciou as discussões sobre aprimoramentos do setor elétrico através da realização da **Consulta Pública 33/2017**, que endereçou propostas específicas de modernização e racionalização econômica do setor elétrico, considerando quatro pilares:

¹² Net Metering: Sistema de Compensação de Energia Elétrica por meio da autogeração na unidade consumidora.

¹³ Tarifa Convencional Monômnia: tarifa única de consumo de energia, independente das horas de utilização no dia.

- decisões que orientem a reforma e elementos de coesão;
- aumento da flexibilidade de aspectos do modelo do setor elétrico;
- alocação adequada de custos entre os agentes; e
- medidas de sustentabilidade.

Dando continuidade à CP 33/2017, o MME publicou a **Portaria 187/2019**, que instituiu um Grupo de Trabalho para aprimorar propostas que viabilizem a modernização do setor elétrico, fundamentadas nos pilares da governança pública, da estabilidade jurídico-regulatória e da transparência. Foi apresentado, em outubro de 2019, o relatório final dos trabalhos com um plano de ação para implementação das medidas/diretrizes de um novo ambiente de negócios no setor, o qual deverá nortear as ações do ministério pelos próximos três anos.

Para cumprimento do plano de ação foi instituído o Comitê de Implementação da Modernização pela **Portaria MME 403, de 29 de outubro de 2019**, com o objetivo de realizar o acompanhamento sistemático das medidas e, assim, viabilizar a efetiva execução do plano.

São 15 frentes de atuação, que se debruçam sobre propostas de mudanças e 88 ações previstas, nos termos do Relatório Final do GT criado pela Portaria MME 187/2019, quais sejam:

- Formação de Preços.
- Critério de Suprimento.
- Medidas de Transição.
- Separação Lastro e Energia.
- Sistemática de Leilões.
- Desburocratização e Melhoria de Processos.
- Governança.
- Inserção de Novas Tecnologias.
- Abertura de Mercado.
- Racionalização de Encargos e Subsídios.
- Sustentabilidade da Distribuição.
- Mecanismo de Realocação de Energia.
- Processo de Contratação.
- Sustentabilidade da Transmissão.
- Integração Gás – Energia Elétrica.

a) Fim da judicialização do Fator de Ajuste da Garantia Física (GSF) e retorno da liquidez no Mercado de Curto Prazo (MCP)

O GSF (*Generation Scaling Factor*, na sigla em inglês) decorre do *déficit* entre a garantia física do conjunto de usinas hidrelétricas¹⁴, participantes do Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), e o que efetivamente foi gerado por elas.

Inflados por um cenário de estiagem nos anos recentes, esses montantes contratados – mas não produzidos – acabaram expondo as geradoras no Mercado de Curto Prazo (MCP), onde são liquidadas as negociações do setor. Por entenderem que parte desse risco não deveria ser imputado aos empreendedores, foi acionada a Justiça, e os empreendedores conseguiram liminares para não pagar por essa exposição.

O esforço para pôr fim à judicialização do mercado de energia elétrica resultou na aprovação da **Lei 14.052/2020**, que prevê a possibilidade de compensação aos geradores hidrelétricos participantes do MRE. A compensação se refere a dois pontos, considerando efeitos retroativos desde 2012. São eles:

- deslocamento hidrelétrico por geração fora da ordem de mérito e importação sem garantia física; e
- impactos causados pelas usinas estruturantes, decorrentes da antecipação da garantia física e de restrições de transmissão, associadas à entrada em operação das instalações destinadas ao escoamento.

Em dezembro de 2020, a Diretoria Colegiada da Aneel aprovou o texto da **Resolução Normativa 895**, que regulamenta as condições para repactuação do risco hidrológico, em cumprimento ao disposto no Artigo 2º da Lei 14.052/2020. A normatização da Agência considerou a geração potencial de energia elétrica dos empreendimentos estruturantes, caso não houvesse restrição ao escoamento da energia, e o preço da energia no mercado de curto prazo, no momento da restrição.

Para aderir à repactuação e receber a extensão de outorga, contabilizada como ativo em seus balanços, os agentes deveriam renunciar às liminares que os protegem da exposição ao risco hidrológico nas liquidações do mercado de curto prazo de energia.

Em setembro de 2021, a Aneel concluiu a repactuação do GSF, com a homologação das novas concessões de 144 empreendimentos hidrelétricos e aprovou resolução normativa, o

¹⁴ Garantia física: quantidade máxima de energia elétrica de uma determinada usina que pode ser comercializada.

que permitiu a adesão das usinas que participaram da repactuação em 2015, garantindo os efeitos retroativos do novo acordo entre 2012 e 2015.

O recálculo das outorgas foi possível devido à publicação da Lei 14.182/2021 referente à privatização da Eletrobras. Essa publicação resolve o impasse criado em abril de 2021, quando o Tribunal de Contas da União considerou haver indícios de ilegalidade na decisão da Aneel, uma vez que titulares de outorga vigente de geração de energia elétrica, que já haviam repactuado o risco hidrológico em 2015, não faziam jus à compensação retroativa para a respectiva parcela de energia repactuada.

Os valores a serem compensados para essas usinas – sendo 79 Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e 65 Hidrelétricas – atualizados para dezembro de 2020, somam R\$ 12 bilhões, com prazo de extensão média da outorga de 2 anos e meio.

Porém, em 2021, o GSF médio atingiu 80,2% e, pelo terceiro ano consecutivo, as hidrelétricas não geraram energia suficiente para cobertura de suas garantias físicas. Isso reacende o risco de novas intervenções para conter o *déficit* e a inadimplência do setor elétrico. Portanto, ainda é necessário o desenvolvimento de ações que garantam a correta alocação dos riscos no setor elétrico.

b) Redução de Subsídios

A revisão dos subsídios no setor avançou tanto pela extinção gradual de descontos para consumidores rurais e saneamento (Decreto 9.642/2018) como pela extinção de descontos para fontes incentivadas (MP 998/2020, convertida na Lei 14.120/2021).

Por meio do Decreto 9.642/2018, entre outros objetivos, tentou-se reduzir gradativamente os descontos concedidos às tarifas de energia elétrica, via Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), do setor rural e do serviço público de água, esgoto e saneamento, na razão de 20% ao ano, até sua extinção no prazo de cinco anos (com início em janeiro de 2019). Vedou-se também a cumulatividade de descontos. A classe rural foi a mais impactada, pois o subsídio estava entre 10% e 30%.

Todavia, o Decreto 9.744/2019 trouxe de volta a cumulatividade dos descontos para as unidades consumidoras de energia elétrica em baixa tensão (inferior a 2,3 kV) do setor rural e do serviço público de água, esgoto e saneamento. Porém, não acabou com a redução dos descontos até sua eliminação em cinco anos, tampouco alterou os descontos das unidades consumidoras, que consomem energia elétrica em alta tensão (igual ou superior a 2,3 kV).

Os temas mais relevantes da Lei 14.120/2021 são o fim dos descontos na Tusd (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e na Tust (Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão) das usinas incentivadas, e a desoneração da CDE, conta que sustenta o subsídio por meio do

pagamento de encargos pelos consumidores finais. O orçamento da CDE para 2021 foi de R\$ 24 bilhões, dos quais R\$ 19,8 bilhões foram pagos pelos consumidores na conta de energia elétrica.

Os empreendimentos de energia de fontes incentivadas – atualmente com direito a desconto na TUSD e na TUST não inferior a 50%, incidentes na geração e no consumo – não farão mais jus a esse incentivo ao fim do prazo de suas outorgas ou na sua eventual renovação.

Em relação a novos empreendimentos, ou em caso de aumento da capacidade instalada dos existentes, só terão direito ao desconto aqueles que solicitarem a outorga – ou alteração dela – no caso de aumento de capacidade, em até 12 meses – contados a partir de 2 de março de 2021 e, ainda, se iniciarem a operação de todas as suas unidades de geração em até 48 meses a partir da data de suas outorgas.

Em todo esse processo, há uma exceção e uma contrapartida: os novos empreendimentos hidrelétricos com potência instalada de até 30 MW – PCHs e CGHs, terão os descontos mantidos em 50% por cinco anos adicionais e em 25% por outros cinco anos, contados a partir da publicação da Lei. Esta exceção não constava do texto original da Medida Provisória 998/2020, tendo sido introduzida pela Câmara dos Deputados.

Como forma de não desestimular investimentos na geração de energia renovável por eventual baixa competitividade, o que traria insegurança no suprimento, a proposta prevê que, no prazo de um ano, contado a partir da publicação da Lei, o governo deverá apresentar diretrizes para a implementação de mecanismos que considerem os benefícios ambientais das tecnologias de geração de energia renovável.

c) Abertura Mercado Livre

O Mercado Livre de Energia, também chamado de Ambiente Livre de Contratação (ACL), foi estabelecido no Brasil por meio da **Lei 9.074/1995**, que permitiu aos consumidores de alta tensão (com alimentação maior ou igual a 69kV e com demanda contratada maior ou igual a 10.000 kW) a escolha de seu fornecedor de energia.

Em meados de 2018, a **Portaria MME 514** retirou gradualmente a reserva de mercado para a fonte incentivada, via consumidores especiais, reduzindo o limite de acesso para o consumidor livre que, em 2018, era de 3.000 kW para 2.000 kW, em 2020. Já em 2019, a Portaria 465 retira a reserva de mercado da fonte incentivada, completamente até 2023, reduzindo o limite de acesso de 2.000 kW para 500 kW.

Figura 1: Plano de redução dos limites de elegibilidade para o mercado livre

Fonte: Elaboração própria, a partir da Portaria MME 465/2019.

Considerando a regulamentação atualmente vigente, o mercado livre avançou fortemente nos últimos anos no Brasil. A situação atual é bastante atrativa para a migração dos consumidores cativos, já que a divisão dos custos setoriais, associados à segurança do abastecimento, é concentrada no mercado regulado. Assim, os consumidores elegíveis, com demanda superior a 1.500 kW (energia convencional) e 500 kW (energia especial), têm optado por esse ambiente de contratação, que já representa 35% do consumo total do sistema interligado nacional frente à participação de 26%, em 2010.

Em setembro de 2021, a Câmara de Comercialização de Energia elétrica – CCEE, divulgou o trabalho “Proposta conceitual para a Abertura do Mercado”. Esse documento mostra que aproximadamente **70 mil unidades** consumidoras de grande e médio porte, como indústrias ou shopping centers, com carga acima de 500 kW, já poderiam migrar para o mercado livre, pelas regras atuais de acesso a esse ambiente.

A CCEE aponta um potencial de adesão de **175.632 novas unidades**, quando todo o Grupo A puder fazer livremente a escolha do seu fornecedor de energia elétrica. Esse segmento tem um consumo de 8.653 MW médios e poderia ampliar a participação do mercado livre no sistema elétrico para até 46%.

Com a expectativa do fim das barreiras de acesso ao mercado livre, possibilitando a migração dos consumidores em baixa tensão, a CCEE, estima que **11 milhões de unidades consumidoras** não residenciais do chamado Grupo B, poderão migrar para o mercado livre.

Possibilitar que todos os consumidores brasileiros, mesmo os de menor porte, possam escolher seus fornecedores de eletricidade é um tema que faz parte das iniciativas de modernização do setor elétrico e dos Projetos de Lei 414/2021 e 1917/2015, cujas condições são citadas na proposta anterior.

Além de mitigar as distorções no atendimento a clientes de maior e menor porte, a liberalização do mercado cativo implicaria a intensificação da competição no suprimento de eletricidade, o que incrementa a eficiência econômica. Dessa forma, novos modelos de negócio devem surgir para a comercialização de eletricidade, como mostra a experiência internacional, possibilitando a melhor adequação entre os interesses dos consumidores e as características de oferta.

Como novas formas de suprimento, podemos citar a contratação conjunta de serviços públicos (como o fornecimento de gás), modalidades de pagamento (pré-pago, online), diferenciação do produto (como energia 100% renovável certificada), oferta de serviços de conservação de energia e geração distribuída.

No processo de transição energética, a possibilidade de escolha do fornecedor de eletricidade é um acelerador para a difusão de tecnologias de geração e estocagem de eletricidade. O desafio da liberalização total do fornecimento envolve a reformulação dos instrumentos para a segurança do abastecimento e a execução da política energética, atualmente baseados em leilões para o mercado regulado.

Como os leilões do mercado regulado acarretam contratos de longo prazo com geradores de eletricidade, as distribuidoras contam com um legado contratual que limita sua possibilidade de adequar seu portfólio de compra de energia com a evolução de suas vendas. Atualmente, existem contratos no mercado regulado que se estendem até 2054. Em um contexto em que a geração distribuída é atrativa, há preocupação com a sobrecontratação das distribuidoras. No entanto, acreditamos que a liberalização no fornecimento de eletricidade possa avançar, sem comprometer a viabilidade econômica das distribuidoras.

Em primeiro lugar, a experiência internacional indica que as distribuidoras devem permanecer dominantes na comercialização de eletricidade em suas áreas de concessão. O histórico de relação e os custos de transação envolvidos na mudança de fornecedor tendem a beneficiar as distribuidoras estabelecidas em relação a entrantes no mercado de fornecimento de eletricidade. Com consumidores de pequeno porte, as distribuidoras detêm vantagens competitivas, por contarem com reconhecimento e estrutura de atendimento ao consumidor já desenvolvida.

No Reino Unido, que é experiência paradigmática de liberalização, as empresas tradicionais lideram a comercialização de eletricidade. A British Gas é a empresa líder, atuando, de forma combinada, em eletricidade e gás. A parcela de consumidores que optou por substituir o fornecedor local demorou a crescer, mesmo quando os ganhos da mudança eram significativos (He e Reiner, 2017).

Em segundo lugar, apesar da longevidade de alguns contratos de suprimento das distribuidoras, parte se encerra nos próximos anos, o que dá oportunidade para ajustar as posições de compra de energia às perspectivas de mercado das distribuidoras. Particularmente, o fim dos contratos da energia da usina de Itaipu, em agosto de 2023, abre uma janela de oportunidades para as distribuidoras do Sul e Sudeste.

Os países que liberalizaram a comercialização¹⁵ deram soluções distintas para a sobrecontratação das distribuidoras. Esse problema é significativo, quando as novas tecnologias de geração são mais competitivas e quando há sobra de capacidade de geração. Na Califórnia, os contratos foram mantidos com as comercializadoras das distribuidoras locais, enquanto, em outras experiências, os contratos foram rateados entre os participantes de mercado. É preciso ter em conta que, no Brasil, nem todos os contratos de compra de energia das distribuidoras deixam de ser competitivos – e não há sobra de capacidade no sistema. Assim, há espaço para a negociação de excedentes contratuais entre as distribuidoras.

Um tema relacionado ao dos legados contratuais é a remuneração de energia e da capacidade de geração (lastro). À medida que esses dois produtos (atributos) forem negociados separadamente, será possível alocar, de forma mais adequada, os custos decorrentes, sem a concentração no mercado regulado, como ocorre atualmente. A cobrança adequada dos dois produtos, energia e capacidade, de todos os consumidores tende a dar mais competitividade ao fornecimento pela distribuidora.

Os requisitos de capacidade, ou a negociação de lastro – conforme a terminologia utilizada no Brasil – conferem ao Estado o instrumento para promover segurança do abastecimento e orientar as escolhas das tecnologias de geração, papéis que hoje são desempenhados pelos leilões. Nesse último objetivo, a precificação das emissões de gases de efeito estufa (principalmente através de mercado de carbono) pode contribuir para escolhas socialmente superiores.

A experiência internacional indica que é fundamental prover informações ao consumidor com agilidade e transparência, facilitar a comparação de ofertas dos fornecedores de eletricidade, criar condições para que o consumidor exerça suas escolhas e, por meio delas, possa obter redução de seus custos com energia elétrica.

Nessa perspectiva, é relevante a preservação da financiabilidade de projetos que comercializam energia tanto no ACR, como tradicionalmente já ocorre, quanto no ACL. Em decorrência da tendência de redução da demanda por energia no ACR, seus contratos de

¹⁵ <https://abraceel.com.br/blog/2021/03/economia-e-liberdade-na-energia-isso-e-da-sua-conta/>

longo prazo devem responder à menor parcela da expansão. É nesse contexto que se torna necessário conceber uma solução de separação do lastro e energia, ou seja, criar uma forma de contratação para a energia (*commodity*) e outra para garantir adequabilidade ou segurança de suprimento (lastro).

Até dezembro de 2022, Aneel e CCEE deverão apresentar estudo sobre medidas regulatórias, necessárias para permitir a abertura do mercado livre para consumidores com carga inferior a 500 kW, incluindo o comercializador regulado de energia. Pelo cronograma de abertura, prevê-se que o início do processo ocorra em janeiro de 2024.

O Projeto de Lei 414/2021 (antigo PLS 232/2016) foi aprovado no Senado e segue em compasso de espera na Câmara dos Deputados. O texto prevê que todos os consumidores poderão negociar energia de forma livre com os geradores, sem a necessidade de uma distribuidora, em até três anos e meio após a sanção da Lei. Já o PL 1.917/2015, que tramita em comissão especial da Câmara dos Deputados, conhecido como "PL da portabilidade da conta de luz", determina que essa liberação deva ser feita em até seis anos.

2.1.2 Agenda para modernização do setor elétrico

A agenda regulatória do setor elétrico nacional é bastante complexa. Vários aspectos fundamentais do setor passarão por mudanças nos próximos anos. Os principais tópicos da agenda regulatória de interesse da indústria são:

- aprimoramento da alocação de custos e riscos;
- aprimoramento na formação de preços;
- introdução de mecanismo de resposta da demanda; e
- capitalização da Eletrobras.

a) Alocação eficiente de custos e riscos

O modelo de contratação implementado no sistema elétrico brasileiro, em 2004, é baseado em duas regras principais:

- 100% da demanda de energia deve ser coberta por contratos; e
- todo contrato deve ser lastreado em Garantia Física – medida da contribuição do empreendimento para a adequabilidade do sistema.

Essas regras têm como efeito a negociação conjunta do que são, de fato, dois bens distintos: de um lado, a contribuição para a segurança do abastecimento – relacionada à capacidade de geração e a disponibilidade de cada empreendimento – e, de outro, a gestão do risco

comercial da venda de uma commodity: a energia. Desde então, esse modelo viabilizou a expansão do parque gerador.

Porém, a matriz de geração vem mudando, de um parque gerador majoritariamente hidrelétrico para outro, com maior participação termelétrica, eólica e solar. Com isso, nosso sistema, até então restrito apenas à energia, passa a ter outras restrições, tais como capacidade ou potência.

Historicamente, a maioria dos novos projetos de geração elétrica, especialmente térmicos, só conseguia acessar financiamento através dos contratos de longo prazo, resultantes dos leilões do ACR. Projetos competitivos de geração eólica e solar passaram a ser financeiramente viáveis através de contratos do ACL, mais curtos, e com riscos de crédito variáveis. No entanto, tais projetos não são suficientes para garantir a confiabilidade do sistema no longo prazo, considerando uma restrição não apenas energética.

O MME precisa compensar essa expansão de fontes renováveis variáveis, orientando a contratação de tecnologias específicas (como, por exemplo, térmicas) nos leilões do ACR, e repassando os custos para os consumidores regulados. O procedimento aumenta a pressão de alta nas tarifas e induz maior migração para o ACL, enquanto as distribuidoras e os consumidores regulados continuam arcando com os contratos de longo prazo.

Depreende-se, então, que a precificação conjunta do lastro com a *commodity* energia prejudica a precificação de novos produtos, necessários para o sistema. A proposta do grupo temático Lastro e Energia é desenvolver um modelo de contratação, que separe a contratação de energia (produção de eletricidade) da contratação de lastro. Em relação ao lastro, seria mantido um mecanismo para contratar a adequabilidade relacionada à restrição em energia, análogo à garantia física, denominado lastro de produção.

Seria então criado um outro produto para endereçar a restrição em capacidade, ou potência, denominado lastro de capacidade. A proposta inclui ainda a contratação dos produtos através de um leilão multiproduto. A discussão sobre a contratação de lastro e energia é endereçada nos PLs 414/2021 e 1.917/2015.

A discussão sobre o desenho de mercado de energia, com base na separação do lastro e energia, ainda precisa ser aprofundada. Apesar de a matéria ter sido debatida em vários fóruns setoriais, ainda não existe uma proposta clara por parte do governo quanto ao novo desenho do mercado de energia. Dessa forma, é fundamental reduzir as incertezas sobre qual será o impacto dessa separação sobre o atual mercado de energia, através de uma proposta concreta para o novo desenho de mercado.

b) Aprimoramentos na formação de preços e criação do mercado

O modelo Dessem - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), vem sendo utilizado oficialmente pelo ONS, desde janeiro de 2020, para a programação diária da operação do SIN, e desde janeiro de 2021, para cálculo oficial do preço-horário de energia pela CCEE.

Em ambos os processos, o Dessem atua de forma integrada aos modelos Decomp e NEWAVE, também desenvolvidos pelo Cepel e já utilizados oficialmente desde 2000 pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e CCEE, visando à coordenação da programação com o planejamento da operação.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a energia vendida e comprada no Mercado de Curto Prazo (MCP), ambiente em que são negociadas eventuais sobras ou déficits registrados nos contratos de fornecimento entre geradores, comercializadores, distribuidores e consumidores. Desde janeiro de 2021, o preço é calculado pela CCEE diariamente, com vigências para cada hora do dia seguinte, com base no custo marginal de operação e considerando a aplicação dos limites máximos (horário e estrutural) e mínimo para cada período e submercado.

A instituição do PLD com base horária é uma evolução significativa no mercado de energia, em termos de possibilitar respostas mais eficientes de todos os agentes (inclusive ONS) e trazer maior aderência entre operação do sistema e preços do mercado.

Porém, desde o racionamento de 2001, o tema de aprimoramento dos modelos de operação tornou-se recorrente. Aparentemente, o problema da operação do sistema não está na sofisticação computacional, mas sim na ideia de que ela deve ser organizada em modelos centralizados, baseados em expectativas de custos.

Atualmente, a ordem de mérito de despacho das diferentes usinas é definida por um modelo computacional de grande complexidade e pelas decisões discricionárias do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE, que pode decidir pelo despacho de usinas termelétricas por fora da ordem de mérito dos modelos computacionais. Essa abordagem para definir a operação do sistema reduz a transparência e cria muita incerteza quanto ao processo de formação de preços de mercado.

Na maioria dos mercados elétricos liberalizados, a operação do sistema e a formação do preço de equilíbrio são baseados na interação entre oferta e demanda no mercado. Ou seja, existem mercados *spot*, onde a definição da curva de mérito para despacho das usinas é efetuada através da interação entre as ofertas de quantidade e preço de produtores e os lances de

demanda em cada submercado. A curva de mérito do despacho é definida concomitantemente ao preço de equilíbrio do sistema no mercado horário ou diário.

c) Geração Distribuída

No que se refere às fontes renováveis de energia, é importante promover a difusão de fontes limpas, sem provocar distorções tarifárias. O Estudo da CNI (2021b) mostrou que a geração distribuída apresenta benefícios importantes para o setor elétrico e para a economia brasileira como um todo. As regras atuais de *net metering* fornecem forte incentivo para a instalação de painéis solares, mas implicam custos elevados para os consumidores que não adotem a geração distribuída.

Em função da tendência de queda dos preços dos módulos fotovoltaicos e do aumento das tarifas elétricas, os subsídios se tornaram excessivos. Mantidas as regras atuais para o mecanismo de compensação da geração distribuída, os custos acumulados, pagos pelos consumidores sem geração distribuída e distribuidoras, será da ordem de R\$ 43 bilhões em 2030.

A Lei 14.300, de 6 de janeiro de 2022, instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída. A lei regulamenta as modalidades de geração, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS). O texto garante a permanência sob as regras atuais até 31 de dezembro de 2045 aos consumidores que já possuem sistema de Geração Distribuída até a publicação da Lei. O benefício também é extensivo aos consumidores que solicitarem a entrada no sistema de Geração Distribuída até 12 meses após a publicação da Lei.

Para os consumidores que instalarem sistemas após o prazo de um ano, o texto da Lei propõe uma transição de seis anos. A proposta é de que eles comecem a pagar, a partir de 2023, pelo equivalente a 15% dos custos associados às componentes tarifárias, relativas à remuneração dos ativos e dos serviços de distribuição e ao custo de operação e manutenção do serviço de distribuição. Esse percentual irá subindo gradativamente, até atingir 100% ao final de seis anos.

Já as unidades consumidoras participantes do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE)¹⁶, passarão a pagar, após 12 meses da publicação da Lei, a totalidade da componente TUSD Fio B, 40% da TUSD Fio A, acrescida dos encargos tarifários da Taxa de Fiscalização

¹⁶ Aqueles que participam por meio de autoconsumo remoto acima de 500 kW de potência instalada não despachável ou por meio de geração compartilhada em que um único titular, com exceção do próprio titular do empreendimento, que detenha mais de 25% da participação do excedente de energia elétrica.

dos Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE) e ONS.

Após 12 meses da publicação da futura Lei, a CDE custeará ainda as componentes tarifárias não associadas ao custo da energia elétrica, compensada por geradores ligados a cooperativas de distribuição de energia com mercado inferior a 700 GWh/ano. Essas cooperativas são, principalmente, de natureza rural.

A proposta abre possibilidade para que o consumidor participante do SCEE solicite realocação de crédito de energia para outra unidade consumidora de mesmo titular, desde que dentro da mesma área de concessão ou permissão. Para as concessionárias de distribuição, os montantes de energia elétrica excedentes, em função da variação de mercado provocada pela geração distribuída, poderão ser deduzidos dos contratos de compra de energia, isto é, poderão ser reconhecidos como exposição contratual involuntária.

O mercado para geração distribuída fotovoltaica no Brasil encontra-se em crescimento acelerado. A atratividade dos investimentos em GD se deve a fatores estruturais, vinculados não só à evolução dos preços e à eficiência dos módulos fotovoltaicos, mas também a medidas regulatórias e esforços fiscais no Brasil.

A análise dos incentivos tarifários na política de *net metering*, adotada no Brasil, deixou evidente a ocorrência de elevados subsídios cruzados entre consumidores e produtores de energia distribuída. Isso ocorre porque vários custos relacionados ao serviço de distribuição – encargos setoriais, investimentos em rede, entre outros – não são devidamente remunerados pelos produtores de energia distribuída – e acabam sendo alocados para os demais usuários do sistema.

O mecanismo de compensação da geração distribuída, os custos serão de R\$ 43 bilhões até 2030. Desse total, os consumidores arcarão com 66,9% dos custos, enquanto a parte das distribuidoras seria de 33,1%.

O *payback* do investimento em implantação de geração distribuída tende a se reduzir em 2030, quando deverá situar-se em 2,56 anos, para Micro GD Local, e 2,55 anos, para Mini GD Remota. Isso ocorre em função da tendência de queda dos preços dos módulos fotovoltaicos, enquanto as tarifas elétricas tendem a aumentar em termos reais.

Já no cenário de que novos geradores podem compensar apenas a parcela de Tarifa de Energia a partir de 2022, o custo acumulado chega a R\$ 9 bilhões (99,7% arcados pelos consumidores e 0,3% pelas distribuidoras), uma vez que o modelo considera o tempo de manutenção de 10 anos para entrantes anteriores. Essa redução dos incentivos tarifários para

a GD resultaria num aumento do *payback* para a GD local de 3,63 anos para 5,70 anos e da GD remota de 3,6 anos para 13,17 anos.

A preservação das distorções pressionará mais as tarifas de energia e criará dificuldades adicionais para a liberalização do mercado cativo. No entanto, o processo sinalizou para um consenso no setor, após uma disputa entre os agentes favoráveis e contrários aos incentivos. É interessante que o Projeto complete sua tramitação para consolidar o Marco Legal da Geração Distribuída. A Lei prevê que, após a transição, o tratamento tarifário da geração distribuída será estabelecido pela Aneel, levando em conta custos e benefícios da GD, valorados, segundo diretrizes estabelecidas pelo CNPE.

d) Capitalização da Eletrobras e descotização das hidrelétricas do Grupo (MP 1.031/2021)

A **Lei 14.182/2021** viabiliza a privatização da Eletrobras, mediante a diluição do controle acionário da União. Essa diluição se dará pelo aumento do capital social da empresa a partir da oferta pública de ações ordinárias. A União, além de não subscrever as novas ações ofertadas, poderá promover a oferta secundária de ações de sua propriedade ou de empresa por ela controlada. O processo de privatização da Eletrobras será elaborado e executado pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Com relação à descotização das usinas do Grupo Eletrobras, a MP 1.031/2021 autoriza prorrogar por 30 anos as concessões das usinas hidrelétricas (UHEs) controladas, direta ou indiretamente, pela Eletrobras que tenham sido prorrogadas no regime de cotas, além das UHEs de Sobradinho, Itumbiara e Tucuruí.

O regime de exploração das UHEs com concessão prorrogada passará a ser o de produção independente, cessando, portanto, o regime de cotas. Já para as UHEs de Sobradinho e Itumbiara, serão mantidas as atuais condições contratuais especiais para os grandes consumidores. Há, ainda, alteração com relação ao risco hidrológico, que passará a ser assumido pela Eletrobras.

Os ganhos econômicos decorrentes da prorrogação das concessões serão divididos em partes iguais pelos consumidores, por meio de aportes da Eletrobras à CDE ao longo do período do contrato, e pela União, na forma de bonificação pela outorga.

A desestatização será um desafio para o aperfeiçoamento da regulação e da governança da Empresa. É uma excelente oportunidade para a introdução de mecanismos competitivos, aprimoramento da gestão e consequente mitigação de riscos. A desestatização da Eletrobras

trará vantagens competitivas ao país no médio e longo prazos, considerando o aumento de eficiência, diminuição dos custos do governo e da ingerência política na gestão da empresa.

2.1.3 Encargos do setor elétrico

Historicamente, o governo brasileiro utiliza as tarifas elétricas como forma de arrecadação de recursos tributários e de fundos para desenvolvimento setorial. A inelasticidade da demanda da energia elétrica e a dificuldade de sonegação fazem das tarifas elétricas uma fonte fácil para a arrecadação de impostos e encargos setoriais. Por essa razão, governos Federal e estaduais têm mantido a prática ao longo do tempo, ignorando mudanças importantes no contexto econômico e tecnológico do setor, que tornam essa prática insustentável a longo prazo. Cabe destacar que os tributos incidem na tarifa com encargos. Ou seja, os consumidores de eletricidade não só arcam com os custos dos programas públicos via encargos, como pagam impostos sobre esses encargos.

O uso das tarifas elétricas no Brasil como forma de arrecadação de recursos tributários e de fundos para desenvolvimento setorial não é mais sustentável no atual contexto econômico e tecnológico do setor elétrico. O crescimento das tarifas elétricas, com aumento do peso dos encargos, poderá desencadear um ciclo de desestruturação da provisão de eletricidade, provocando a saída de consumidores da rede interligada via autogeração, engendrando novos aumentos tarifários. Por sua vez, com a saída de consumidores da rede, os aumentos tarifários tendem a reforçar a competitividade da geração distribuída e da autogeração em um movimento que a literatura chama de “espiral da morte”.

Com a rápida difusão da geração distribuída e da autogeração, a perda de receitas das concessionárias de distribuição também se configura como um problema, agravado pelo crescimento das perdas comerciais em algumas localidades brasileiras. No país, as perdas técnicas e comerciais atingem, em média, 14% da carga na baixa tensão sendo que, em alguns mercados importantes, pode atingir 45%, como no caso da empresa Light, no Rio de Janeiro. A atual trajetória de aumento tarifário cria um incentivo para o aumento das perdas comerciais (furto), o que reforça a tendência de aumento das tarifas.

Outro problema do financiamento das políticas setoriais via encargos é a atuação dos grupos de interesse na criação de novos encargos. Como não passam pelo escrutínio anual da análise do orçamento pelo governo e pelo Congresso, há enorme dificuldade para revisão e/ou eliminação desses encargos. Assim, os encargos setoriais acabam financiando políticas setoriais e subsídios que tendem a se perpetuar, mesmo quando perdem a eficiência econômico-social.

O Brasil conta com 16 encargos que oneram a tarifa de energia elétrica no país. A CDE, que é uma fonte de financiamento de diferentes encargos, conta com nove rubricas de subsídios. A divisão do orçamento dos encargos por categoria de despesas pode ser vista na Tabela 1.

Tabela 1 - Encargos por Categoria de Despesas

Categoria de despesa	Orçamento 2020 (em Bilhões R\$)
Subsídios a segmentos específicos de consumo, via descontos tarifários	15,47
Incentivos a segmentos específicos da cadeia do setor elétrico	9,75
Encargos destinados a cobrir custos e despesas setoriais comuns	7,90
TOTAL	33,12

Fonte: Elaboração própria.

Os encargos podem ser divididos em três categorias de despesas:

- subsídios a segmentos específicos de consumo, via descontos tarifários: Programa Luz para Todos, Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE), Consumidores Rurais, Irrigantes e Aquicultores e Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento, e Consumidores dos sistemas isolados, por meio da Conta de Compensação de Combustíveis (CCC);
- incentivos a segmentos específicos da cadeia do setor elétrico: geradores à base de Carvão Mineral Nacional, Cooperativas de Eletrificação Rural, Descontos nas tarifas de transmissão e distribuição para fontes incentivadas, Descontos para distribuidoras de pequeno porte, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (Proinfa); e
- encargos destinados a cobrir custos e despesas setoriais comuns aos conjuntos dos agentes: Encargos de Serviços do Sistema (ESS), Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH), Taxa do Operador Nacional do Sistema (ONS), Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE), Encargo de Energia de Reserva (EER); Tarifa para cobrir custos da Aneel (TFSEE).

Em média, 11% da tarifa de energia no Brasil é composta de encargos setoriais. Entretanto, o peso dos encargos varia de acordo com o segmento de consumo do mercado elétrico. Por exemplo, para o setor industrial, no mercado livre, os encargos representam 15% dos gastos com eletricidade.

A CDE foi criada com outras formas de arrecadação – inclusive com recursos do Tesouro – mas, com o passar dos anos, acabou sendo financiada via tarifa, o que a transformou em um grande encargo tarifário. O orçamento para os encargos em 2021 totaliza R\$ 34 bilhões. Desse total, R\$ 24 bilhões servem para cobrir as despesas da CDE, que é uma rubrica guarda-chuva para nove subsídios diferentes cobrados na conta de energia (Tabela 2).

Tabela 2 - Encargos aplicados às Tarifas de Energia Elétrica no Brasil

Encargo	Objetivo	Orçamento 2020 (Bilhões de R\$)
Conta de Desenvolvimento Energético		21,9
✓ Programa Luz para todos	Custeio parcial das metas de universalização do serviço público de distribuição de energia elétrica	1,14
✓ Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)	Descontos nas tarifas de energia dos consumidores residenciais de baixa renda	2,66
✓ Carvão Mineral Nacional	Desconto para compra de carvão mineral nacional por parte das usinas termelétricas para aumentar a competitividade desse tipo de energia	0,67
✓ Conta de Consumo de Combustíveis (CCC)	Subsídio cruzado, que permite reduzir a conta de luz dos consumidores dos sistemas isolados	7,49
✓ Fontes Incentivadas	Descontos na Tust E Na TUSD para pequenos empreendimentos hidrelétricos, eólicos, solar, biomassa e cogeração qualificada	5,00
✓ Cooperativas	Desconto para cooperativas de eletrificação rural	0,35
✓ Consumidores Rurais, Irrigantes e Aquicultores	Desconto no fornecimento de energia para produtores rurais	3,30
✓ Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento	Desconto sobre a tarifa de energia elétrica para os prestadores de serviços de saneamento	0,62
✓ Distribuidoras de Pequeno Porte	Descontos para agentes de distribuição de pequeno porte (<700GWh/ano)	0,43
✓ Outros		0,26
Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia – PROINFA (Extinto)	Encargo setorial cujo objetivo é arrecadar recursos necessários ao custeio da contratação das usinas a biomassa, eólicas e pequenas centrais hidrelétricas, contratadas no âmbito do Programa.	3,30
Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE)	Destinada a suportar as despesas da Aneel	0,70
Encargos de Serviços do Sistema (ESS)	Encargo para cobrir despesas operacionais de rateio comum entre os agentes do SIN	1,70
Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH)	Benefício econômico pago por todas as usinas hidroelétricas (exceto as PCHs) para a União, os Estados e Municípios atingidos pelas barragens	1,10
Taxa do Operador Nacional do Sistema (ONS)	Arrecada parte do orçamento necessário ao custeio das atividades do operador	0,70
Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE)	Encargo destinado ao financiamento da Empresa de Pesquisa Energética e a atividades de P&D do setor elétrico (1% da receita líquida)	2,50
Encargo de Energia de Reserva (EER)	Arrecada a receita necessária à cobertura da diferença entre a receita fixa das usinas contratadas como reserva do sistema e a receita obtida, ao liquidar toda a sua geração no mercado de curto prazo	1,20
Total		33,12

Fonte: Elaboração própria, com base em informações da Aneel (2020b)

A CDE também é utilizada para arcar com ajustes emergenciais. Esse foi o caso das políticas para socorro do setor elétrico após a edição da MP 579/2012. Em 2014, o governo autorizou

as distribuidoras a contraírem empréstimo de R\$ 21,2 bilhões (Conta ACR) para cobrir os custos com despacho de térmicas e exposições ao mercado de curto prazo. O reembolso desse empréstimo foi realizado através da CDE.

Em 2020, mais uma vez, o governo lançou mão da CDE para resgatar o setor dos impactos da Pandemia do Covid-19, possibilitando as empresas contratarem empréstimos no valor de R\$ 14,8 bilhões, ficando a CDE responsável por prover recursos para permitir a amortização dos empréstimos (Neto, 2020).

O elevado peso dos encargos, em particular da CDE, sobre a tarifa elétrica levou as autoridades energéticas a lançarem, nos últimos anos, iniciativas para sua redução. A Lei 13.360/2016 determinou, no seu parágrafo 2º, que “o poder concedente deverá apresentar, conforme regulamento, até 31 de dezembro de 2017, plano de redução estrutural das despesas da CDE” (BRASIL, 2016). Com a finalidade de atender a tal dispositivo, o Ministério de Minas e Energia, por meio da Portaria 484, instituiu, em 4 de outubro de 2016, Grupo de Trabalho para elaborar o plano de redução estrutural das despesas da CDE, determinando que um relatório preliminar fosse submetido a consulta pública. Em 2019, o MME instituiu outro GT, por meio da Portaria 187, de 4 de abril de 2019, para desenvolver propostas de modernização do setor elétrico, publicando o relatório “Racionalização dos Subsídios e Encargos”, em setembro do mesmo ano.

Em setembro de 2020, foi editada a MP 998, cujo objetivo foi amenizar os efeitos da pandemia de Covid-19 para os agentes envolvidos no setor elétrico sem sobrecarregar demasiadamente a conta de luz. Com a MP, o governo buscou atenuar o aumento da CDE, repassando parte da arrecadação pelo encargo de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D/EE) para a CDE.

A CDE engloba uma grande parte dos subsídios embutidos na tarifa de energia elétrica, inclusive aqueles não relacionados ao setor, como os incentivos à irrigação e ao saneamento. A racionalização dos encargos traria impactos econômicos positivos e o aumento da competitividade para o segmento industrial brasileiro. A redução nos custos de energia para o setor industrial poderia contribuir significativamente para a retomada econômica e para uma trajetória virtuosa de crescimento industrial do Brasil.

É importante destacar que os encargos podem configurar barreiras à competitividade da indústria brasileira mais significativas que tributos, que não são cumulativos, como no caso do ICMS, enquanto os encargos não apresentam essa possibilidade.

Conclui-se, assim, que é necessário perseverar na racionalização dos encargos para além das propostas apresentadas pela MP 998, por meio da redução dos subsídios e do

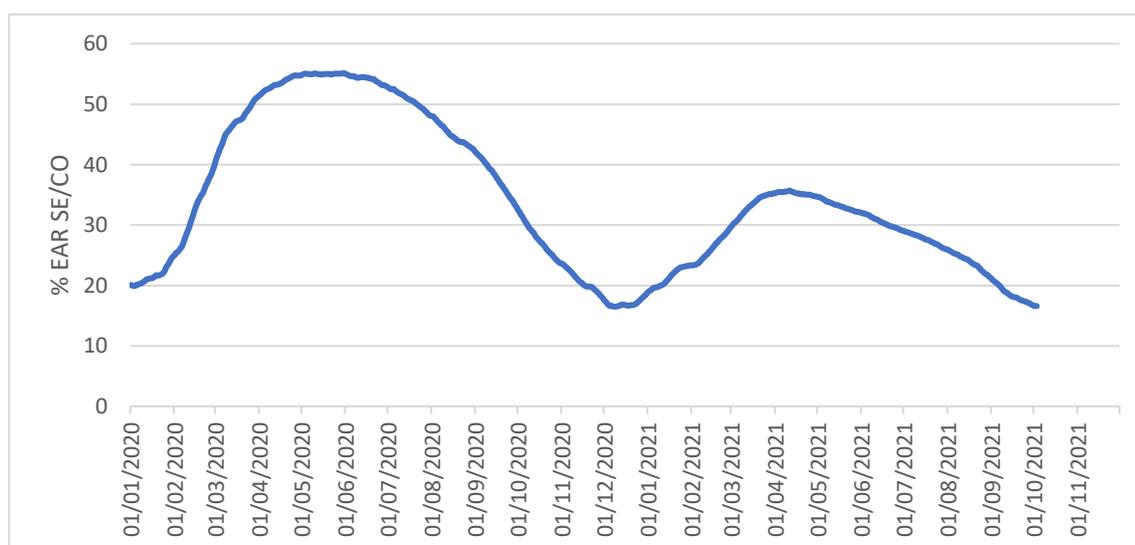
financiamento das políticas públicas setoriais, mediante a alocação de novas fontes de recursos que não passem pelas tarifas elétricas. O eventual adiamento dessa racionalização não só importaria dificuldades para a retomada dos setores industriais energointensivos, como também lançaria o setor elétrico em uma trajetória econômica e tecnológica de crescentes desequilíbrios no mercado interligado.

2.1.4 Crise hídrica e seus impactos

Após 20 anos do episódio do racionamento de 2001/2002, voltou-se, em 2021, a discutir a necessidade de contingenciar o consumo de eletricidade para preservar os reservatórios hidrelétricos.

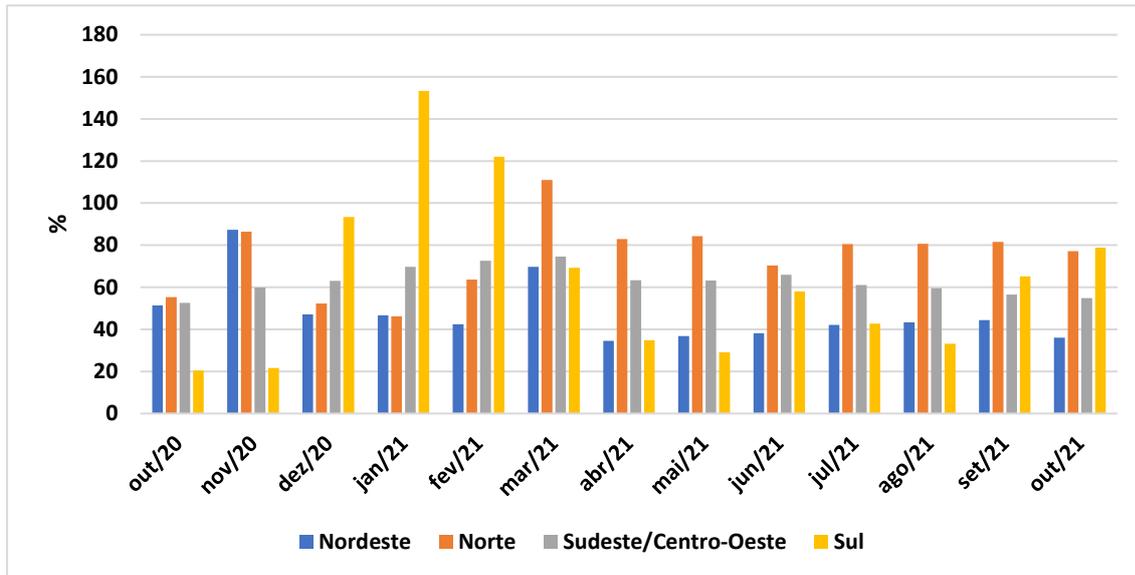
O Gráfico 14 apresenta o nível de armazenamento dos reservatórios do Sudeste e Centro-Oeste do país, considerando o período de janeiro de 2020 a outubro de 2021. A hidrologia experimentada nos últimos meses da série está entre os piores níveis, totalizando 62% da média de longo prazo no Sistema Integrado Nacional, conforme o Gráfico 15. Os reservatórios do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, a “caixa d’água” do Sistema Interconectado Nacional, iniciaram o período seco de 2021 com níveis médios de um terço da capacidade de armazenamento e devem finalizá-lo com nível próximo ao mínimo de 10% permitido para a operação das hidrelétricas,

Gráfico 14 – Nível de armazenamento dos reservatórios do Sudeste e Centro-Oeste (% da Capacidade de Armazenamento) – 01/01/2020 a 03/10/2021



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do ONS.

Gráfico 15 – Energia Natural Afluyente em relação à média de longo prazo (Percentual MLT) mensal por subsistema – 01/01/2020 a 03/10/2021



Fonte: Elaboração própria, com base em dados do ONS.

Nos últimos 20 anos, o sistema elétrico brasileiro mudou bastante com a diversificação das fontes de oferta. Podemos destacar a fonte eólica, inexplorada em 2001 e que passou a representar 11% da geração do SIN em 2021. Ainda que o sistema seja hoje bem menos vulnerável em relação à produção hidrelétrica, os reservatórios constituem a segurança necessária para o abastecimento elétrico.

Mesmo que o racionamento não tenha sido decretado, o setor passou por dificuldades. Em primeiro lugar, a operação do sistema com pequenas margens de segurança implicou em riscos de falhas de abastecimento. Os reservatórios atingiram níveis nunca operados o que poderia implicar em faltar energia nos períodos de pico de demanda, devido a restrições de capacidade de geração e transmissão.

Além disso, o preço da eletricidade, já pressionado por encargos e pelo ajuste da pandemia, foi pressionado pela operação de térmicas de elevado custo, em parte financiada pela bandeira tarifária. Por fim, as geradoras hidrelétricas passaram por dificuldades financeiras, já que o GSF é previsto em 0,8, o que forçará a aquisição de energia no curto prazo, com PLD elevado.

A situação crítica atravessada pelo setor coloca em xeque a sistemática e os modelos de operação do sistema elétrico. Mesmo com os reservatórios chegando ao final do período seco em níveis não experimentados anteriormente, os preços determinados pelos modelos mantiveram-se baixos até o final de junho de 2021 e voltaram a cair em outubro. Assim, há uma completa desconexão entre o despacho efetivo, determinado pelo Comitê de

Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), o que implica a operação de centrais com custos superiores a R\$ 1.000/MWh e a programação do modelo.

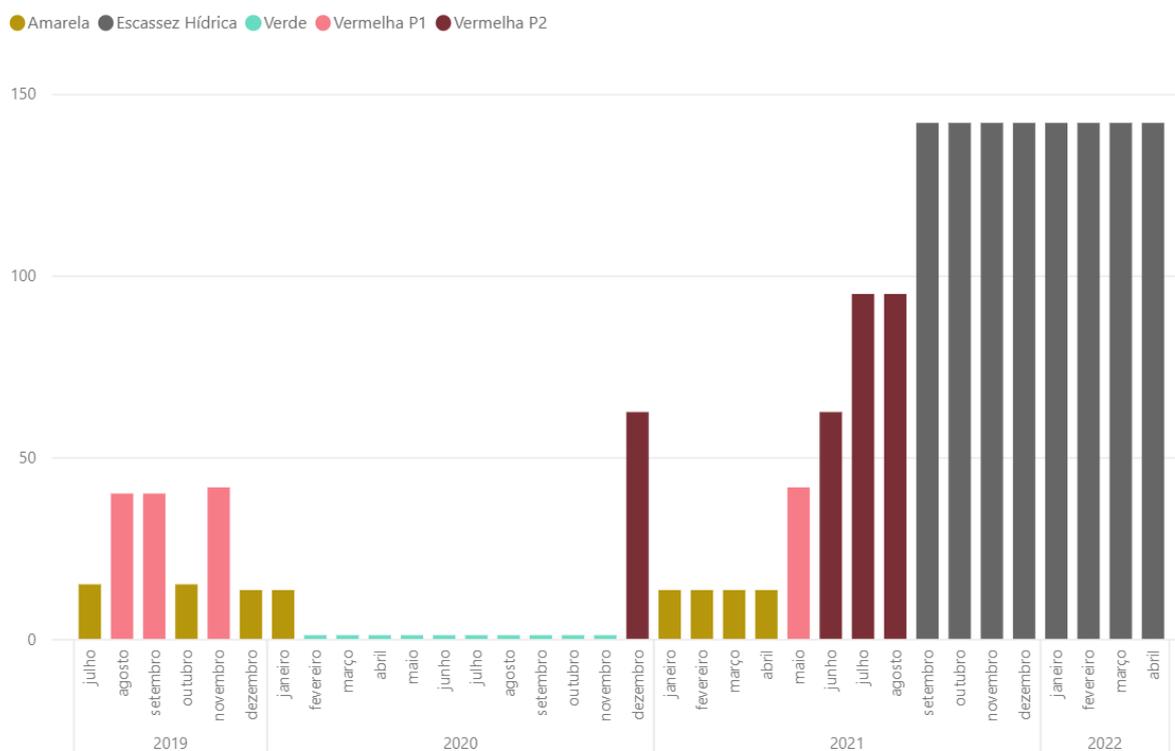
a) Impactos nos preços do ACR

Com a necessidade de maior despacho termelétrico, a cobrança de bandeira tarifária aumentou significativamente no período. Ao longo de 2021, houve cobrança de bandeira tarifária em todos os meses. De janeiro a abril, a bandeira tarifária foi amarela no valor de R\$ 13,43/MWh (ou R\$ 1,34 por 100 KWh, que é a unidade utilizada no anúncio das bandeiras).

A partir do acirramento da crise hídrica, a bandeira passou para vermelha patamar 1 em maio e vermelha patamar 2 em junho, com valores de R\$ 41,69/MWh e R\$ 62,43/MWh, respectivamente. Em julho, o valor da bandeira vermelha patamar 2 foi aumentado para R\$ 94,92/MWh e, em setembro, foi adotada uma nova bandeira: Escassez Hídrica, com valor de R\$ 142,00/MWh.

A Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG) determinou a cobrança da bandeira de Escassez Hídrica até abril de 2022. Para um consumidor industrial no mercado regulado, a bandeira de escassez hídrica representa um aumento de cerca 25% em relação à tarifa base (sem considerar o valor da bandeira).

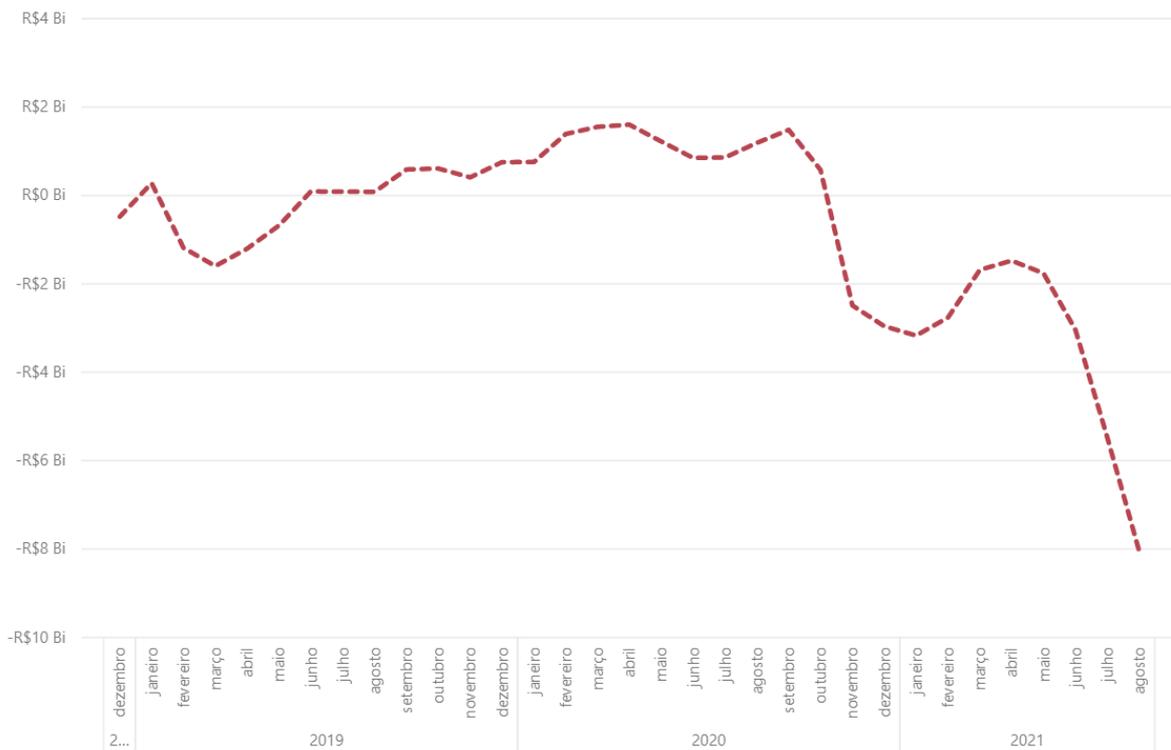
Gráfico 16 – Valor da bandeira tarifária aplicada a cada mês (R\$/MWh)



Fonte: Aneel - Relatório de Bandeiras Tarifárias

Mesmo com os frequentes reajustes de valores, as bandeiras não são suficientes para cobrir integralmente o custo adicional acarretado pela crise, com despacho termelétrico e importação de energia. Em agosto de 2021, o déficit já alcançava R\$ 8 bilhões (Gráfico 17), indicando que, mesmo que ocorra melhora na situação de abastecimento elétrico, as tarifas permanecerão elevadas para compensar o déficit.

Gráfico 17 – Saldo na Conta Bandeiras (R\$)



Fonte: Aneel - Relatório de Bandeiras Tarifárias.

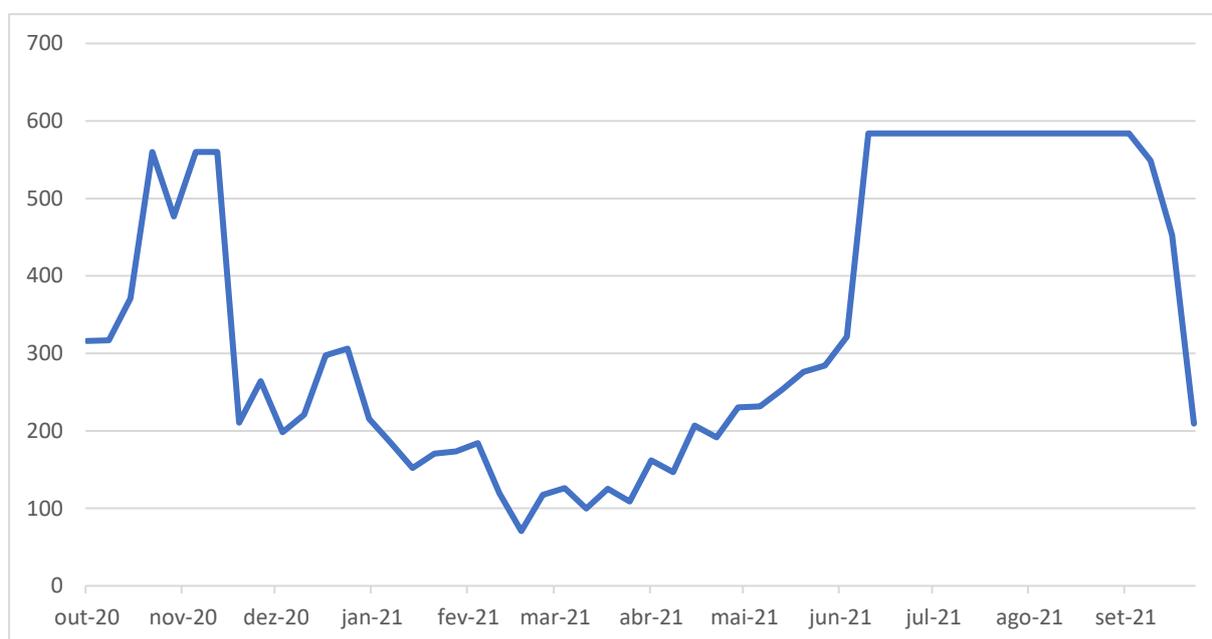
Segundo dados da Aneel (2021), a tarifa média para o segmento industrial (incluindo impostos e bandeira tarifária) subiu 26% no mercado cativo, desde o início da pandemia. A Aneel estima que, por conta dos custos decorrentes da crise hídrica, o aumento tarifário em 2022 deverá ser de 21%. O Governo Federal já anunciou que estuda estruturar novos empréstimos para as distribuidoras para evitar novo tarifação (Como a MP 1.078/2021).

O leilão de reserva de capacidade, realizado em outubro para agregar rapidamente nova capacidade de geração, também implicará pressão tarifária futura. No leilão, foram contratados 1.200 MW de geração, a maior parte correspondente de termelétricas de elevado custo operacional (R\$ 1.600/MWh, na média) e despacho inflexível. Os quatro anos de contrato (maio de 2022 a dezembro de 2025) resultarão em custo acumulado de R\$ 49 bilhões (R\$ 14 bilhões ao ano).

b) Impactos nos preços do ACL

Os consumidores do mercado livre não estão sujeitos ao pagamento de bandeiras tarifárias. No entanto, como os preços da energia são negociados em prazos mais curtos no ambiente de contratação livre, são influenciados mais rapidamente pela situação crítica de abastecimento. O referencial de preço para negociação é o Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que teve média de R\$ 332/MWh no período (Gráfico 18) no subsistema Sudeste/Centro-Oeste. O PLD ficou no valor máximo de julho ao final de setembro (R\$ 583,88/MWh).

Gráfico 18 – Preço de Liquidação de Diferenças - média semanal no subsistema Sudeste/Centro-Oeste (R\$/MWh) – Out/2020 a Out/2021

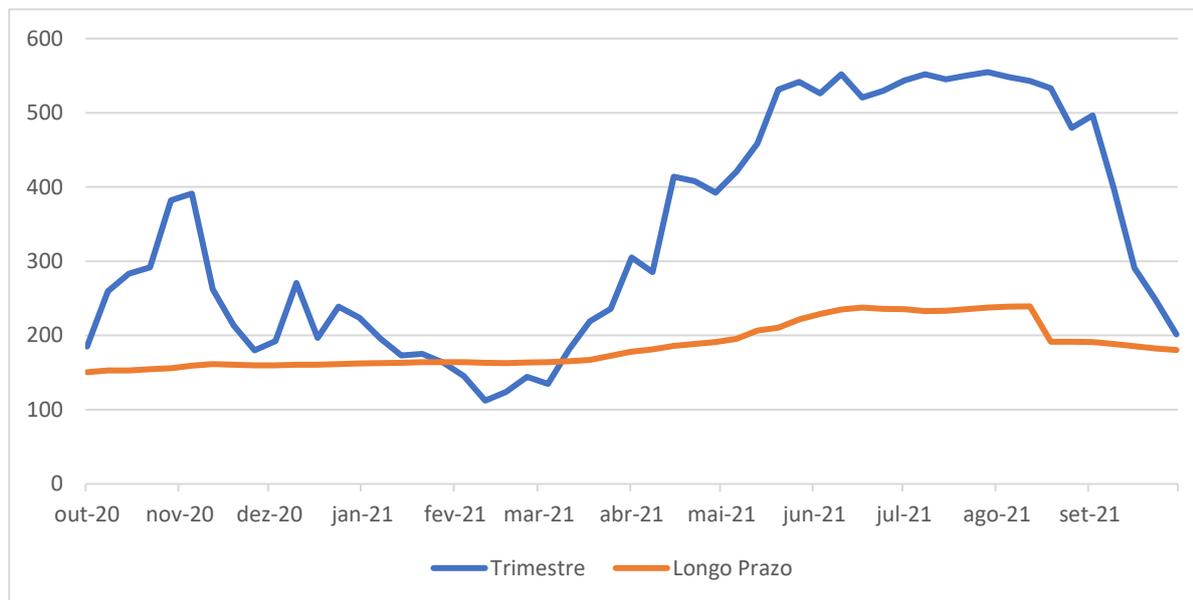


Fonte: CCEE.

As estimativas de preços no mercado livre ilustram a elevação experimentada no período de escassez hídrica. Entre junho e setembro de 2021, os preços dos contratos de menor prazo

(trimestrais) foram superiores a R\$ 500/MWh. Os preços de longo prazo experimentaram elevação, mas foram menos afetados (Gráfico 19).

Gráfico 19 – Índice de Preço semanal da fonte convencional no ACL (R\$/MWh) – Out/2020 a Out/2021



Fonte: Dcide.

O aumento dos preços da eletricidade, decorrente da crise hídrica, acarreta graves consequências para a atividade econômica. O estudo da publicado pela CNI, “Impacto econômico do aumento no preço da energia elétrica”, indica que a elevação de tarifas reduzirá o PIB em R\$ 8,2 bilhões, em 2021, e em R\$ 14,2 bilhões, em 2022 (CNI, 2021).

3 DESAFIOS DO SETOR DE GÁS NATURAL

3.1 A Reforma da indústria do gás

Em 2016, o governo brasileiro deu início ao processo de reforma do mercado de gás, por meio da iniciativa “Gás para Crescer”. Essa iniciativa traz como proposta um novo desenho de mercado, visando à abertura do setor, aumento da competição e atração de investimentos, que culminou com a apresentação de um Projeto de Lei (substitutivo ao PL 6.407/2013) ao Congresso.

A fim de agilizar o processo de abertura do mercado, o governo publicou o Decreto Presidencial 9.616, de dezembro 2018, para implementar agenda regulatória, principalmente no setor de transporte. Algumas mudanças importantes foram introduzidas pelo decreto, tais como:

- criação de um novo modelo tarifário para o sistema de transporte, considerando pontos de entrada e saída;
- criação do conceito de Sistema de Transporte de Gás Natural, com novas regulações ao transporte, permitindo, entre outros elementos, que as tarifas sejam fixadas para o Sistema de Transporte e não por gasodutos;
- finalização do Programa de Expansão da Malha de Transporte dutoviário (Pemat) pela EPE, a qual segue elaborando relatórios indicativos de expansão da malha, baseados nos planos de investimentos das transportadoras;
- adaptação dos contratos de transporte vigentes ao novo modelo de entrada e saída, preservando ainda os contratos de serviço de transporte atuais;
- harmonização das regulações estaduais e federais, com a possibilidade de criação de incentivos pelo Governo Federal para negociar com os estados; e
- acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, como gasodutos de escoamento, Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGNs) e terminais de regaseificação, por meio de regulação da ANP.

Com o amadurecimento dessa iniciativa e objetivo de promover mudanças em diversos elos da cadeia para abertura do mercado, foi lançado, em 2019, o Programa “Novo Mercado de Gás”. A proposta para a reforma da indústria do gás é criar um ambiente de concorrência e promover a redução do preço desse insumo energético, por meio do maior aproveitamento do potencial de produção do gás do pré-sal.

A publicação da Resolução 16 do CNPE, em 2019, já no âmbito do programa Novo Mercado de Gás, estabeleceu as diretrizes para um mercado concorrencial, com a diversificação dos agentes ao longo da cadeia do gás natural, objetivando dinamizar o mercado e aumentar os investimentos na oferta e na infraestrutura.

A Resolução 16 reforçou, entre outros pontos, o que já constava no Decreto 9.616/2018, em relação às condições de acesso de terceiros a infraestruturas essenciais (escoamento, UPGN e plantas de regaseificação), ao estabelecer que a Petrobras deverá oferecer serviços de balanceamento e flexibilidade de rede, enquanto não houver outro agente capacitado a ofertar o serviço.

Em relação aos estados, a Resolução contém diretrizes para que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivem os governos estaduais a promoverem reformas no elo de distribuição de gás natural, mediante:

- privatização das distribuidoras (e, neste caso, redefinindo o contrato de concessão, por exemplo, através de aditivos);
- regulação sobre consumidores livres, autoprodutores e importadores; e
- criação e/ou capacitação de agência reguladora autônoma de gás natural, com requisitos mínimos de governança, transparência e formalidades quanto à tomada de decisões.

A publicação do Decreto 9.934, em 2019, instituiu o Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMGN), que vem monitorando a implementação das ações necessárias à abertura do mercado de gás natural. O CMGN elabora relatórios trimestrais de acompanhamento e tem ainda o papel de propor ao Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) eventuais medidas complementares para a efetiva abertura do mercado.

A assinatura do Termo de Compromisso de Cessação (TCC) entre o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade) e a Petrobras, em julho de 2019, definiu compromissos de saída do mercado de gás por parte da estatal, que se comprometeu a vender as participações remanescentes (10%) que detém nas transportadoras NTS e TAG (transações já realizadas) e a participação majoritária (51%) na TBG. A empresa também se comprometeu a alienar sua participação acionária direta e indireta nas companhias estaduais de distribuição de gás (por meio da Gaspetro), já em andamento.

Outro ponto estabelecido no acordo – e que pode gerar forte e rápido impacto na liberalização do mercado – o compromisso da estatal de não contratar novos volumes de gás natural de parceiros ou terceiros, a partir da data de assinatura do TCC. Com essa medida, os produtores

de gás que atualmente vendem seu gás à Petrobras deverão ir diretamente ao mercado, assim que expirarem os contratos atuais. O novo mecanismo irá agilizar o processo de acesso às infraestruturas essenciais e de transporte e diversificar os agentes ofertantes.

A aprovação da Lei 14.134/2021 (Nova Lei do Gás) deu os contornos definitivos para a reforma do setor no Brasil, ao apresentar regras claras e segurança jurídica necessária à abertura do mercado. A Nova Lei do Gás trouxe inovações regulatórias que não puderam ser introduzidas via regras infralegais, tais como:

- mudança do regime de outorga, para gasodutos de transporte de gás e de concessão para autorização;
- adoção do regime de autorização para estocagem subterrânea;
- classificação técnica de gasodutos de transporte – a serem estabelecidos pela ANP – de forma a oferecer ao mercado definições mais claras para a distinção entre gasodutos de transporte e de distribuição;
- acesso negociado às infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, UPGNs e unidades de regaseificação);
- redução do conflito entre regulação federal e estadual sobre comercialização de gás por distribuidoras e consumidores livres; e
- implementação do programa de desconcentração de oferta de gás (*gas release*).

Com a publicação do Decreto 10.712/2021, que regulamentou a Nova Lei do Gás, buscou-se dar maior precisão ao tema, reduzindo a margem para interpretações alternativas, além de agilizar a implementação dos dispositivos aprovados pela Lei.

Alguns avanços regulatórios importantes foram introduzidos, como a definição sobre quem é o Usuário Final de Gás, deixando claro que o conceito de usuários finais não inclui empresas que usam o gás para consumo próprio, tampouco empresas que atuam em etapas intermediárias da cadeia de gás (compressão, liquefação, regaseificação e acondicionamento de gás). Ademais, foi introduzida a possibilidade da conexão direta entre o usuário final a um gasoduto de transporte, quando previsto na legislação estadual.

O detalhamento de medidas para evitar práticas anticoncorrenciais por parte de empresa comercializadora, que detém participações em distribuidoras e transportadoras, foi outro avanço contemplado pelo Decreto. Foram introduzidas restrições para que empresas envolvidas na comercialização tenham acesso a informações concorrencialmente sensíveis ou exerçam o poder para designar ou ter o direito a voto para eleger membros do conselho de administração, da diretoria ou representante legal do transportador ou distribuidor.

Além disso, foram introduzidos mecanismos de independência (*chinese wall*) para as distribuidoras, ao determinar que a ANP poderá estabelecer restrições ao compartilhamento de recursos humanos entre as empresas, bem como compartilhamento de sistemas de informação, capazes de interferir nos processos de tomada de decisão comercial relacionada ao atendimento.

Foi definida ainda uma base jurídica para que a ANP implemente um programa de “*gas release*”, que atenda a diretriz definida pela Resolução CNPE 16/2019, a qual exige que a Petrobras fique responsável pela oferta de serviços de flexibilidade ao mercado de gás. Para o mecanismo de “*gas release*” previsto na Lei, foram introduzidas algumas regras, tais como:

- vinculação da cessão de capacidade de transporte;
- impedimento a restrições à revenda de gás no mercado secundário, imposta pela Petrobras; e
- criação de leilões regulares de gás, com contratos diários, mensais, trimestrais ou anuais, a critério da ANP.

Finalmente, o Decreto prevê que a ANP deverá elaborar um diagnóstico acerca das condições concorrenciais do mercado e adotar as medidas necessárias à criação de estímulos para ampliação da concorrência. Além disso, a ANP deverá monitorar os resultados das medidas adotadas e avaliar periodicamente a necessidade de novas medidas, nos termos de sua regulação quanto ao atendimento.

3.2 Próximos passos da reforma

Apesar dos avanços obtidos na reforma da indústria do gás natural, o caminho para a construção de uma indústria de gás concorrencial ainda é longo. No âmbito regulatório, a ANP publicou a Resolução 794/2019, que dispõe sobre a publicidade de informações relativas à comercialização de gás natural e elenca medidas de aumento da concorrência na indústria do setor. Essa resolução foi crucial para dar a transparência necessária de preços ao mercado.

A Agência também definiu uma agenda regulatória para os próximos três anos, para implementar os aspectos da reforma já consensuados. Essa agenda passou pela quarta revisão, em que foram atualizadas as ações regulatórias e as datas previstas¹⁷, o que irá exigir

¹⁷ O cronograma das principais Resoluções da ANP em elaboração e em revisão no setor de gás natural pode ser consultado no Apêndice.

uma grande mobilização de recursos para a elaboração de propostas de resoluções e para a interação com os *stakeholders* do setor, visando a uma profunda revisão da regulação setorial.

O grande desafio à frente consiste na efetiva abertura do mercado das distribuidoras e dos grandes consumidores para novos fornecedores de gás. Será necessário viabilizar que importadores e produtores domésticos possam comercializar gás diretamente ao mercado final. Para atingir tal objetivo, é fundamental enfrentar as seguintes barreiras regulatórias:

a) Regulamentação pela ANP do acesso negociado às infraestruturas essenciais, incluindo os gasodutos de escoamento de gás, as Unidades de Tratamento de Gás – UPGNs e os Terminais de Regaseificação de GNL

O programa “Novo Mercado de Gás” deu mais um passo em direção à implementação do livre acesso no segmento de escoamento e tratamento, ao delegar ao Comitê de Promoção de Concorrência do Mercado de Gás Natural (CPC) a incumbência de propor a Doutrina de Infraestruturas Essenciais Aplicada a Gasodutos de Escoamento, UPGNs e Terminais de GNL. A Resolução CNPE 16/2019 determinou que a Petrobras deve disponibilizar informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, bem como elaborar códigos comuns de acesso a essas infraestruturas (inciso IV do Art. 4º, CNPE, 2019).

O acordo TCC do Cade exigiu da Petrobras o arrendamento da planta de regaseificação da Bahia (anunciado em setembro de 2021) para a empresa Exceletrate Energy – transferência efetivada em dezembro de 2021. Contudo, o acesso de terceiros a gasodutos de escoamento e unidades de processamento ainda não foi consolidado. A ausência de um marco regulatório pela ANP dificulta as negociações entre a Petrobras, que detém praticamente todos os ativos, e as empresas terceiras interessadas no acesso.

b) Viabilização do acesso de novos carregadores à rede de transporte de gás, em especial à rede NTS e TAG

A Petrobras ainda é contratante de praticamente toda a capacidade de transporte disponível na rede da NTS e TAG. O acesso imediato de novos carregadores à rede destas distribuidoras depende, portanto, da devolução de capacidade de transporte pela Petrobras, conforme acordado no âmbito do TCC com o Cade. O acordo prevê que a Petrobras determine os volumes de injeção e retirada por ponto de entrada/saída da rede de transporte.

Uma vez determinados os volumes a serem utilizados pela Petrobras, as transportadoras poderão estimar a capacidade disponível para oferta ao mercado. Entretanto, a oferta de capacidade ao mercado e o funcionamento do sistema de transporte com vários carregadores

dependem também da definição de regras operacionais (código de rede) de transporte, que devem ser aprovadas pela ANP.

A definição do arcabouço regulatório do transporte enfrenta ainda desafios diante da complexidade e da baixa disponibilidade de recursos humanos e materiais da ANP, o que implica um ritmo lento de determinação das regras de funcionamento do mercado. As incertezas regulatórias sobre o transporte, em particular no que se refere à disponibilidade de capacidade e às tarifas de uso do sistema, representam uma enorme barreira à entrada para novos fornecedores.

c) Redução da concentração da oferta de gás, através dos mecanismos *Capacity e Gas Release*

Apesar dos esforços regulatórios da ANP e do acordo firmado entre o Cade e a Petrobras, o mercado de gás brasileiro continua sendo suprido, majoritariamente, pela Petrobras. Mesmo após a implementação do acordado no TCC, a Petrobras continuará responsável pela produção e comercialização de cerca de 70% do gás produzido no país. Dessa forma, a quantidade de agentes independentes em atuação é limitadíssima, refletindo ainda o elevado grau de concentração na comercialização de gás natural.

O Art. 33 da Nova Lei do Gás prevê que cabe à ANP acompanhar o funcionamento do mercado e adotar mecanismos de estímulo à eficiência e à competitividade, reduzindo a concentração na oferta de gás natural. Entre os mecanismos apontados pela Lei, destaca-se o programa de *Gas Release*, com a introdução de um programa de venda de gás natural, por meio do qual os comercializadores que detenham elevada participação no mercado sejam obrigados a vender, por meio de leilões, parte dos volumes de que são titulares, com preço mínimo inicial, quantidade e duração a serem definidos pela ANP.

A Lei determina também que a ANP deverá ouvir o Cade previamente à aplicação desta medida, que poderá determinar uma meta de participação no mercado pela Petrobras, a ser atingida através de leilões de *Gas Release*.

O Art. 22 do Decreto Regulamentador 10.712/21 determina ainda que a implementação do programa *Gas Release* deve ser acompanhada pela cessão da capacidade de transporte referente ao volume de gás liberado, por meio do programa nos pontos relevantes do sistema de transporte (*Capacity Release*), de forma simultânea à venda do gás natural.

A promoção da desconcentração e diversidade da oferta representa condição necessária ao desenvolvimento de um mercado *spot* de gás no Brasil. Portanto, será fundamental que a ANP e o Cade implementem medidas adicionais para redução da concentração da oferta de

gás, através dos mecanismos já mencionados de *Capacity* e *Gas Release* introduzidos pela Nova Lei do Gás.

d) Regulamentação do desenvolvimento de projetos de estocagem de gás

No Brasil, os produtores independentes de gás não possuem uma flexibilidade de oferta compatível com o mercado de gás (majoritariamente associado ao petróleo), em particular o mercado de geração termelétrica. Dessa forma, torna-se muito importante o desenvolvimento do arcabouço regulatório e de modelos de negócios, que permitam o desenvolvimento de projetos de estocagem de gás no Brasil. Adicionalmente, é fundamental que a ANP implemente a diretriz estabelecida pelo CNPE (Resolução 16, de 2020), que prevê que a Petrobras ofereça provisoriamente serviços de flexibilidade para novos ofertantes no mercado de gás brasileiro, visando acelerar a entrada de novos ofertantes no mercado.

e) Criação do Mercado Organizado do Gás Natural

A ANP realizou consulta pública para elaboração da proposta de desenho para o mercado *spot* de gás no Brasil. Este processo foi iniciado em setembro de 2020, com a publicação do documento intitulado “Modelo Conceitual do Mercado de Gás da Esfera de Competência da União – Comercialização, Carregamento e Balanceamento”. A partir da coleta de contribuições dos agentes quanto à melhor forma de organizar o mercado *spot* de gás no Brasil, a ANP pretende revisar os regulamentos que tratam das atividades de comercialização e de carregamento de Gás Natural (Resoluções ANP 52/2011 e 51/2013).

A nova regulamentação tratará da organização e do funcionamento do mercado de gás natural, além de incorporar os elementos típicos das normas da ANP, que têm como objetivo a autorização para o exercício de atividade, com obrigações e responsabilidades dos agentes e requisitos para a obtenção e manutenção das autorizações outorgadas.

A iniciativa da ANP está alinhada com as melhores práticas internacionais para desenho de mercados atacadistas de gás. O processo de formatação de um mercado atacadista é extremamente complexo e deve considerar as características técnicas e econômicas do mercado de gás de cada país. Nesse sentido, é fundamental criar mecanismos para interação com os principais *stakeholders* do mercado para obter informações relevantes, que ajudem a adaptar diretrizes e instrumentos de mercados liberalizados do gás ao contexto nacional.

O estudo da CNI intitulado “Organização do Mercado Atacadista de Gás: Experiências Internacionais” traçou um diagnóstico do estágio atual de desenvolvimento do mercado e dos desafios para a criação de um mercado atacadista eficiente. O estudo apontou que o desenvolvimento de mercado organizado requer, além do correto desenho do mercado

atacadista, a implementação de reformas estruturais e regulatórias na indústria que crie as condições para comercialização de gás em um mercado *spot*, tais como:

- separação dos elos da cadeia do gás;
- livre acesso ao transporte, distribuição e infraestruturas essenciais;
- promoção da diversidade da oferta de gás;
- liberalização do mercado final de gás; e
- acoplamento dos mercados de capacidade de transporte e molécula de gás.

Essas etapas ainda não foram cumpridas e precisam ser implementadas paralelamente ao esforço do desenho do mercado atacadista. Dessa forma, o país precisa evoluir paralelamente em reformas regulatórias e estruturais, para promover a diversidade da oferta de gás e aprimorar o desenho do mercado.

a) Liberalização do mercado final pelos estados, permitindo que grandes consumidores possam comprar gás diretamente dos comercializadores

No Brasil, a liberalização do mercado final de gás (mercado varejista) é de competência dos estados, sendo este o poder concedente para a atividade de distribuição. Os processos de liberalização do mercado final vêm ocorrendo de forma lenta, a partir de arcabouços regulatórios muito heterogêneos.

O Decreto Presidencial 9.616/2018 determinou que deveriam ser promovidas medidas para harmonização das regulações estaduais e federais, com a possibilidade de criação de incentivos, pelo Governo Federal, para negociação com os estados.

A Resolução CNPE 16/2019, por sua vez, recomendou que o Ministério de Minas e Energia e o Ministério da Economia incentivassem os estados a adotar reformas estruturantes na prestação de serviço de gás canalizado, além de indicar medidas, como a criação de agência reguladora autônoma – com requisitos mínimos de governança, transparência e rito decisório; a privatização da concessionária; e a adesão a ajustes tributários.

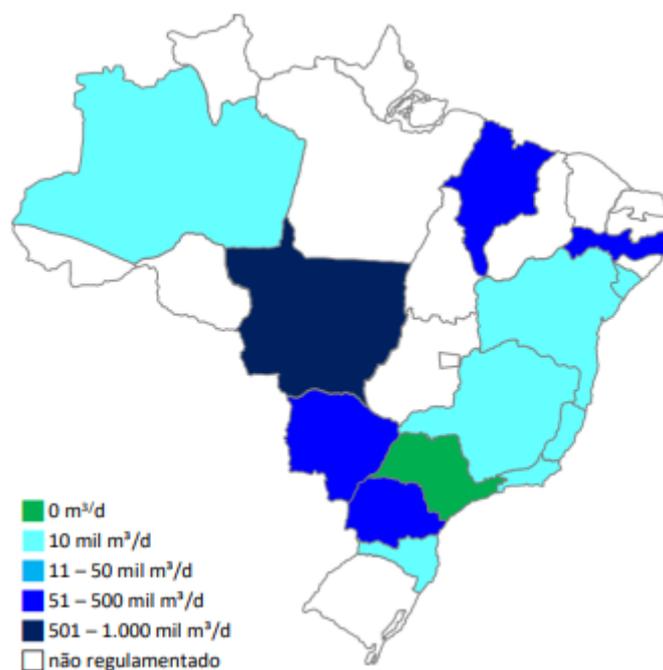
Entretanto, até o momento, a única iniciativa para promover a harmonização da regulação federal e estadual foi a elaboração do “Manual de Boas Práticas Regulatórias” pela ANP, lançado em abril de 2021. Esse manual representa um avanço no estabelecimento de uma referência para boas práticas regulatórias no âmbito estadual.

Apesar da criação de um *benchmark* regulatório, o tema da harmonização não avançou significativamente. Algumas unidades da federação ainda não possuem uma regulamentação aderente ao novo mercado, bem como não possuem agência regulatória para o setor de gás. Dessa forma, é fundamental persistir na aplicação das diretrizes já aprovadas pela ANP para

a promoção da harmonização regulatória em torno das reformas para liberalização do mercado e fortalecimento da regulação estadual do setor.

A Figura 2 ilustra a diversidade dos marcos regulatórios, relativos à abertura do mercado final de gás nos diferentes estados. Como se pode observar, apenas o estado de São Paulo permite que qualquer consumidor industrial escolha seu fornecedor, independentemente do volume consumido. Os demais estados definem regras de consumo mínimo para tornar o consumidor industrial de gás elegível para a compra de gás no mercado livre.

Figura 2 - Volume mínimo requerido para enquadramento como Consumidor Livre industrial (setembro de 2021)



Fonte: Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural (CMNG).

O Decreto Regulamentador 10.712/2021 também apresenta comandos para promover a harmonização das regulações federais e estaduais, como a formação de redes de conhecimento coordenadas pelo MME e integradas por representantes dos entes federativos, da indústria do gás natural e de especialistas do setor; e a proposição, pela ANP, de diretrizes para a regulação estadual dos serviços locais de gás canalizado, cuja adesão pelos estados e Distrito Federal será voluntária, por meio do Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural. Por parte do governo, o desenho de instrumentos de incentivos aos estados para avançarem na liberalização do mercado de gás ainda não avançou.

4 DESAFIOS DO SETOR DE COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

4.1 Mercado de combustíveis e grau de concentração

O grande desafio do setor de combustíveis líquidos no Brasil advém da concentração do mercado de refino pela Petrobras. A empresa chegou a ser responsável por 98,6% da capacidade de refino do país, sendo o restante proveniente das refinarias privadas. Essa concentração de mercado inviabilizou uma participação significativa do setor privado no setor. Em relação ao óleo combustível, a distribuição é concentrada em apenas uma empresa: a BR distribuidora (hoje Vibra Energia), responsável pela distribuição de cerca de 87% do óleo combustível vendido¹⁸ no país.

Da mesma forma, a oferta de GLP também é concentrada pela Petrobras. A cadeia de produção de GLP foi desenvolvida no Brasil por meio de investimentos da Petrobras em refinarias, unidades de armazenamento e terminais de importação, integrados a uma vasta rede de dutos de transporte. Atualmente, a Petrobras é responsável por mais de 90% do volume total de GLP ofertado ao mercado nacional. Mesmo com o fim do monopólio legal da Petrobras sobre a cadeia de produção de petróleo e derivados no final da década de 1990, as distribuidoras ainda dependem da empresa como principal fornecedor ao mercado doméstico¹⁹.

A configuração do mercado brasileiro de GLP é determinada por alguns fatores, tais como a alta escala necessária para viabilizar a importação e os investimentos em infraestrutura. Esse setor configura-se, então, como um monopólio natural. Ou seja, sem interferência regulatória, não há solução de mercado que promova a concorrência. Com isso, a Petrobras se destaca como fornecedor único no abastecimento primário de GLP no Brasil, pois controla as unidades de produção e a infraestrutura de importação, armazenamento e transporte.

A manutenção desse monopólio representa um risco de abastecimento de GLP a médio e longo prazos. Esse risco deve-se à atual infraestrutura de importação, armazenagem e transporte, que se encontra próxima de seu limite. Segundo os planos de negócios da Petrobras, não há a expectativa de investimentos na ampliação de infraestrutura para importação e movimentação do GLP.

¹⁸ Em agosto de 2021, a BR Distribuidora passou a se chamar “Vibra Energia”, da qual a Petrobras já não detém mais participação.

¹⁹ Com base em dados de produção de combustíveis e derivados de petróleo oriundos das declarações dos agentes, via Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (Simp), da Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

No elo da distribuição, atualmente encontram-se autorizadas para atuar no mercado brasileiro 20 distribuidoras. Contudo, o segmento de distribuição do GLP é concentrado em quatro empresas: Ultragas (23%), Liquigás (21%), Supergasbras (20%) e Nacional Gás (18%) – as quais responderam por 82,6% das vendas totais de GLP em 2020 (ANP, 2021).

A partir de 2017, o Governo Federal buscou promover a concorrência no suprimento de combustíveis no país. O Programa Combustível Brasil foi uma das iniciativas para reestruturação do setor, buscando promover um mercado de combustíveis com oferta compatível com o crescimento da demanda, capaz de atender ao consumidor brasileiro em condições adequadas de preço e qualidade, em um ambiente regulatório objetivo, claro e favorável aos investimentos para expansão do setor de *downstream*.

A Resolução CNPE 9/2019, que estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência na atividade de refino no país, e a Resolução CNPE 12/2019, que estabelece diretrizes para a promoção da livre concorrência no abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, também visaram à abertura do setor. A partir destas resoluções, a ANP desenvolveu sua agenda para modernizar o arcabouço regulatório das atividades de refino, importação, distribuição e revenda de combustíveis.

Adicionalmente à agenda regulatória da ANP, o Cade e a Petrobras celebraram, em junho de 2019, TCC, por meio do qual a empresa se compromete a vender oito de suas refinarias. A Petrobras já anunciou a venda dessas refinarias – com a respectiva infraestrutura logística associada, totalizando a capacidade de refino de 1,1 milhão de barris por dia.

São elas: Refinaria Abreu e Lima (RNEST), Unidade de Industrialização de Xisto (SIX), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR).

A crise sanitária e econômica representou um grande desafio para a realização dessas transações de grande complexidade. A queda na demanda de combustíveis no país, a elevação dos preços do barril e a disparada do câmbio, em 2021, aumentaram a percepção de risco de mercado dos potenciais compradores. A empresa só conseguiu avançar nas negociações para privatização de três refinarias: Refinaria Landulpho Alves (RLAM), na Bahia, Refinaria Isaac Sabbá (REMAN), no Amazonas, e a Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), no Paraná.

Além de implementar a agenda regulatória já definida, é essencial que o MME avance conjuntamente com o Cade na elaboração de novas diretrizes regulatórias, para disciplinar a concorrência após a venda de parte do segmento de refino pela Petrobras. Em particular, é

importante discutir a viabilidade de estabelecimento de metas de participação no mercado por região, com a definição clara dos limites toleráveis para concentração do mercado. Adicionalmente, é preciso definir uma política de segurança de abastecimento de forma concorrencial.

Outro ponto que contribui para a redução da competitividade para a indústria é a carga tributária sobre os combustíveis. No Brasil, incidem atualmente sobre combustíveis três impostos: o Programa de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PIS), com alíquota de 1,65%; a Contribuição para o Financiamento da Segurança Social (Cofins), com alíquota de 7,6%; e o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), que por ser um imposto estadual possui alíquotas diferenciadas, a depender do estado.

A sequência de altas dos preços dos combustíveis, que acompanhou a disparada da cotação do petróleo no mercado internacional e a desvalorização do real em 2021, motivou novas discussões sobre a política de preços, em especial do óleo diesel e da gasolina. O ano foi marcado pelo debate sobre medidas para amenizar o impacto da elevação dos preços dos combustíveis para os consumidores – desde fundos de estabilização até a reforma tributária. A Lei Complementar 192/2022, sancionada em 11 de março de 2022, prevê incidência do ICMS uma única vez (monofasia) sobre gasolina, álcool combustível, diesel, biodiesel e GLP, com base em alíquota uniforme em todo o território nacional e fixada por volume comercializado (*ad rem*). A mesma LC determina que os tributos federais (PIS e Cofins) não incidirão mais sobre os combustíveis em 2022.

Outro ponto que tem gerado resistência é a política de paridade internacional para os preços, aplicada nas refinarias. O estabelecimento de preços baseado na paridade de importação (PPI) associa a dinâmica de preços do mercado brasileiro ao comportamento dos preços internacionais, refletindo os custos totais para internalizar um produto. No Brasil, essa política foi implementada em 2016 e é a atualmente praticada pela Petrobras.

Contudo, a interferência governamental nos preços dos combustíveis, estabelecendo a necessidade de os preços internos guardarem referência aos custos de produção nacional, abandonando a política pura de preços de paridade de importação, representa forte risco de controle estatal. Essa interferência coíbe a livre formação de preços e afasta potenciais investidores, revertendo o esforço para redução do monopólio e abertura do mercado de combustíveis. Nesse contexto, a política de liberdade de preços é vista como um meio de viabilizar a entrada de agentes privados no segmento de refino e na importação de derivados, aumentando o nível dos investimentos no setor.

5 PROPOSTAS

Setor elétrico

O contexto de grandes transformações e de repetidas crises hídricas requer uma reforma no modelo institucional e regulatório, que inclui mudanças na operação, no planejamento e na regulação do setor elétrico nacional. A atual agenda de modernização incorpora parte substancial dessas mudanças.

1. Modernizar o Setor Elétrico para reduzir os custos e aumentar a competitividade, pela implementação dos seguintes itens:
 - a) redução gradual dos requisitos de carga e de tensão, para que o consumidor possa escolher seu fornecedor de energia elétrica;
 - b) criação da figura do agente varejista;
 - c) mitigação dos riscos das distribuidoras e geradores, com a expansão do mercado livre por meio da:
 - criação de um mecanismo de descontratação voluntária e concorrencial de energia elétrica, destinada ao mercado regulado;
 - os novos consumidores livres deverão pagar, mediante encargo tarifário cobrado na proporção do consumo de energia elétrica, os custos remanescentes das operações financeiras contratadas para atender à finalidade de modicidade tarifária; e
 - os resultados das operações das concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica, com excesso involuntário de energia contratada decorrente das opções de livre contratação, serão alocados a todos os consumidores dos Ambientes de Contratação Regulado e Livre, mediante encargo tarifário na proporção do consumo de energia elétrica, incluindo o consumo líquido dos autoprodutores.
 - d) substituição dos descontos na Tust e na Tusd para a energia comercializada por fontes alternativas, pela valoração dos atributos ambientais;
 - e) criação de sistemas de contratação de lastro e energia de forma separada; e
 - f) Separação entre as atividades de distribuição de energia elétrica e de comercialização.

2. Dar continuidade a ampliação do mercado livre por meio das seguintes medidas:
 - a) permitir a participação das distribuidoras na atividade de comercialização de energia (separação entre as atividades de distribuição e comercialização);
 - b) adotar política de implantação de medidores inteligentes e divulgação de dados;
 - c) adotar política quanto ao tratamento da inadimplência de consumidores e agentes de mercado;
 - d) esclarecer as regras de transição do modelo anterior para o novo modelo;
 - e) aperfeiçoar a atividade de comercialização de energia; e
 - f) considerar novas regras e procedimentos de faturamento para o novo mercado.

3. Operar o setor elétrico baseado em lances de oferta para contratação de energia.

Propõe-se uma transição da operação centralizada, baseada em modelos computacionais de otimização, para uma operação que leve em conta sinais de mercado, por meio da introdução de mecanismos de oferta dos geradores para definição da ordem de mérito e formação do preço de curto prazo.

Com a multiplicação do número de vendedores e compradores no mercado elétrico brasileiro, torna-se viável e recomendável uma migração do despacho centralizado para um despacho via mecanismos de mercado. Para tanto, será preciso uma avaliação criteriosa das mudanças necessárias no atual desenho de mercado do setor elétrico nacional, de forma a promover uma transição segura para uma operação que leve em conta sinais de mercado. Ainda que essa transição implique diversas mudanças nos mecanismos existentes de operação, já existe uma experiência internacional consolidada, que pode guiar a iniciativa brasileira.

4. Rever a remuneração das hidrelétricas com reservatórios.

Implementar regras para a valorização dos reservatórios hidrelétricos, por meio de novos critérios operativos, que garantam maior disponibilidade hídrica para a complementação da produção variável da energia eólica, solar e das hidrelétricas a fio d'água. Para isso, propõe-se rever a remuneração das hidrelétricas com reservatórios, que deve considerar a disponibilidade de água nos reservatórios hidrelétricos

5. Aumentar a convergência do setor de gás natural ao do setor elétrico.

Promover o aprimoramento da integração do planejamento entre os setores elétrico e de gás natural, por meio da criação de mecanismos de incentivos locais, baseados em regras de mercado e que considerem tanto a conveniência elétrica como a energética (oferta condizente de gás natural). Propõe-se ainda a promoção do aproveitamento da oferta potencial do gás do pré-sal na geração térmica, por meio da criação de mecanismos institucionais para articulação dos processos de investimento no desenvolvimento de novos campos de gás e nos projetos de geração térmica.

A reforma do setor elétrico em andamento é uma oportunidade para aumentar a competitividade da geração termelétrica. As oportunidades estão associadas à:

- a) revisão do planejamento da expansão e estratégia de contratação, buscando progressiva substituição de térmicas caras e ineficientes por térmicas de menor custo para o sistema;
- b) revisão das garantias físicas das hidrelétricas; e
- c) revisão das regras e dos modelos de operação, permitindo uma melhor gestão dos reservatórios e maior previsibilidade do despacho térmico.

6. Aprimorar a integração do Planejamento entre Setor Elétrico e Gás Natural.

Uma das formas de melhorar o planejamento de longo prazo é a indicação de metas e possíveis trajetórias para a geração termelétrica, por meio de planejamento indicativo. Tal planejamento é imprescindível em ambientes de mercado de sistemas elétricos dinâmicos como o brasileiro, que demandam vultosos e persistentes investimentos em expansão.

A integração dos planejamentos das indústrias de gás natural e de eletricidade, passa pela:

- a) criação de mecanismos de incentivos locais baseados em regras de mercado, que considerem tanto a conveniência elétrica como a energética (oferta condizente de gás natural);
- b) indicação de locais desejáveis de expansão térmica; e
- c) avaliação e indicação da expansão da infraestrutura necessária para atender às térmicas, conforme previsto no PDE.

7. Promover o aproveitamento da oferta potencial do gás do pré-sal na geração térmica.

O aproveitamento da grande oferta potencial de gás do pré-sal, para promover uma expansão competitiva da geração termelétrica, requer a criação de mecanismos institucionais para articulação dos processos de investimento em gás e nos projetos térmicos. A decisão de desenvolver um campo de gás ou aproveitar comercialmente o gás associado é tomada com muita antecedência pelos investidores no segmento de E&P.

Por essa razão é fundamental:

- a) sincronizar o processo de decisão de exploração de gás com a expansão do setor elétrico. Para isso, é importante a avaliação da oferta potencial de gás natural do pré-sal e a identificação dos investimentos necessários em escoamento e tratamento, além de seus condicionantes de mercado;
- b) promover a articulação de projetos-âncora para a oferta de gás do pré-sal, associados à geração termelétrica;
- c) criar mecanismos de articulação dos investimentos para a oferta do gás e para a geração termelétrica, incluindo o uso do gás doméstico em térmicas supridas por GNL, leilões de gás para térmicas existentes e leilões de novas térmicas;
- d) monitorar o andamento dos projetos térmicos e de oferta de gás; e
- e) desenvolver estratégias de ação para redução do risco de atraso de projetos.

8. Reduzir os encargos setoriais incidentes sobre a conta de energia elétrica.

Considerando o aumento substancial dos encargos nos últimos anos e os benefícios decorrentes da diminuição dos custos da energia elétrica para o setor produtivo e para os consumidores em geral, propõe-se a redução de alguns encargos do setor elétrico. O objetivo é tornar a energia elétrica novamente um fator de competitividade para o setor produtivo brasileiro, que passa pelos seguintes pontos:

- a) redução gradual dos descontos concedidos aos consumidores rurais, de água, esgoto e saneamento. Caso seja necessário, essas despesas devem ser mantidas por recursos do Tesouro Nacional, atrelados a políticas públicas específicas;
- b) redução gradual dos descontos concedidos às fontes incentivadas, principalmente as que apresentam competitividade de custos compatíveis com o mercado;

- c) construir uma solução estrutural, que institua uma disciplina de gastos da CDE. A criação de novos descontos e subsídios terá que competir com os demais descontos já criados;
- d) utilizar os recursos da CCC e dos programas de eficiência energética para incentivar a conexão dos sistemas isolados ao Sistema Interligado, quando houver viabilidade econômica. O valor restante da CCC deve ser transferido para a União, em uma escala anual de 20%;
- e) atender aos sistemas isolados restantes, com tecnologias de geração distribuída, em substituição à utilização de combustíveis fósseis;
- f) restringir novas etapas do Proinfra, dado que as fontes já foram incentivadas, são competitivas e têm total condições de competir nos leilões de expansão do mercado regulado e de se viabilizar no mercado livre;
- g) focar nos programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, mediante a implementação de projetos com maior valor agregado aos consumidores, principalmente no que tange à redução de custos dos sistemas isolados e à redução das perdas não técnicas;
- h) racionalizar o Encargo de Serviço de Sistema (ESS), com o aprimoramento dos modelos utilizados na operação sistêmica e dos níveis de aversão ao risco, alocando o risco aos agentes expostos ao mercado de curto prazo – e não a todos os consumidores, como é feito com hoje com ESS;
- i) racionalizar o Encargo de Energia de Reserva (ERR) com a criação do mercado de lastro, além da revisão das garantias físicas das usinas, principalmente nos processos de descotização e prorrogação de concessões;
- j) reduzir a Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), para o montante efetivamente utilizado pela ANEEL; e
- k) avaliar a conveniência de discutir a divisão de recursos da Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos (CFURH).

Gás natural

- 9. Conferir celeridade à agenda regulatória prevista pela ANP.
- 10. Promover a diversidade da oferta de gás, através dos mecanismos de Capacity e Gas Release, introduzidos pela Nova Lei do Gás. Assim, propõe-se implementar um

programa de gas release, conforme previsto no Art. 33 da Lei 14.134/21, no qual o Cade definiria sobre uma meta de redução de participação no mercado pela Petrobras. Para atingi-la, a empresa organizaria um programa de venda de gás natural por meio de leilões, com preço mínimo inicial, quantidade e duração definidos pela ANP.

11. Avançar no livre acesso às infraestruturas essenciais (gasodutos de escoamento, plantas de processamento de gás e terminais de GNL), conforme já definido pela Resolução CNPE 16/2019. Tal resolução determinou que a Petrobras deve disponibilizar informações ao mercado sobre as condições gerais de acesso de terceiros às infraestruturas essenciais, bem como elaborar códigos comuns de acesso a essas infraestruturas. Propõe-se ainda que a ANP defina, o mais rapidamente possível, as normas para implementação do acesso negociado a essas infraestruturas.
12. Regulamentar o desenvolvimento de projetos de estocagem de gás, com a criação de um arcabouço regulatório para a atividade de estocagem. Além disso, é fundamental que a ANP implemente a diretriz estabelecida pelo CNPE (Resolução 16/2020), que prevê que a Petrobras ofereça, provisoriamente, serviços de flexibilidade para novos ofertantes no mercado de gás brasileiro.
13. Implementar o mercado atacadista de gás, com a definição do desenho de mercado proposto pela ANP do Modelo Conceitual do Mercado de Gás, da Esfera de Competência da União, considerando os seguintes ajustes:
 - a) simplificação do desenho do mercado, evitando a sobreposição de atividades entre diferentes instituições. Em particular, é importante atentar para a diferenciação entre o papel do *hub* de gás que busca oferecer serviços de *hub* (transporte, estocagem, nomeação e transferência de titularidade) e o papel do mercado *spot*, que deve oferecer serviços para negociação de contratos padronizados e transações de balcão;
 - b) os serviços de *hub* de gás podem ficar a cargo do operador do Ponto Virtual de Negociação (PVN). Já a operação do mercado *spot* pode ficar a cargo da Entidade Gestora do Mercado Organizado. No período inicial, quando não houver a integração das áreas de mercado de capacidade das três grandes transportadoras, o operador do PVN pode ser a própria transportadora, contando que essa tenha sua independência certificada pela ANP. Após a integração das áreas de mercado das transportadoras, o operador do PVN deverá ser a Gestora de Área de

Mercado, formada a partir de uma proposta coordenada pelas transportadoras e aprovada pela ANP;

- c) a Entidade Administradora do Mercado Organizado de gás deve ser uma instituição detentora da *expertise* necessária para a operação de mercado balcão e bolsa. Em geral, essa atividade é realizada por empresa especializada na oferta de serviços de negociação, incluindo câmaras de liquidação (*Clearing*); e
- d) adicionalmente, o desenvolvimento de um mercado de ajuste para capacidade de transporte é fundamental para o acoplamento do mercado de gás. Ou seja, é importante que os códigos de rede do sistema de transporte permitam que o balanceamento das injeções e retiradas do sistema de transporte ocorram via comercialização de gás entre carregadores e comercializadores. Em geral, o mercado de ajuste de gás tem um papel fundamental para a criação de liquidez no mercado spot (Em muitos casos, o mercado de ajuste foi a semente do mercado spot).

14. Fomentar a harmonização da regulação federal e estadual, conforme definido na Decreto Regulamentador da Nova Lei do Gás, que, no seu Artigo 27, define que o MME e a ANP devem se articular-se com os estados visando à harmonização e ao aperfeiçoamento das normas atinentes à indústria de gás natural. O Decreto aponta como instrumentos para essa articulação:

- a) a formação de redes de conhecimento coordenadas pelo MME e integradas por representantes dos entes federativos, da indústria do gás natural e de especialistas do setor; e
- b) a proposição pela ANP de diretrizes para a regulação estadual dos serviços locais de gás canalizado, cuja adesão pelos estados e Distrito Federal será voluntária, por meio do Pacto Nacional para o Desenvolvimento do Mercado de Gás Natural.

Combustíveis líquidos

A implementação da concorrência e da competitividade na oferta de combustíveis no país vai depender da celeridade dada as políticas de reestruturação do setor e da introdução de uma agenda, que considere as seguintes propostas:

15. Promover a desconcentração do setor, para possibilitar a reestruturação do mercado de combustíveis brasileiro, em linha com os objetivos do Programa Combustível Brasil. Deve-se considerar a implementação efetiva dos termos acordados no TCC entre a

Petrobras e o Cade, para fomentar um mercado de refino mais competitivo, e o cumprimento da agenda regulatória prevista pela ANP para os segmentos de refino e comercialização de combustíveis.

16. Monitorar o mercado para inibir práticas abusivas e anticompetitivas por parte do agente dominante e de novos entrantes no mercado. Em particular, é fundamental definir e implementar uma política de monitoramento e promoção da transparência sobre a competição no mercado de combustíveis.
17. Reduzir as barreiras à entrada de novos competidores no mercado regional, com avaliação cuidadosa da ANP e do Cade, incentivando o acesso a infraestruturas existentes de terminais, estocagem e transporte por dutos, além da promoção de investimento na expansão desta infraestrutura.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução 226, de 24 de abril de 2002**. Altera dispositivo e promove ajustes na Resolução 456, de 29 de novembro de 2000, que trata das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Disponível em: <http://www.arce.ce.gov.br/index.php/legislacao/category/48-resolucoes-aneel?download=345%3Aresolucao-aneel-no-226-de-24-de-abril-de-2002>. Acesso em: 16 jun. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa 282, de 1º de outubro de 2007**. Estabelece princípios operativos para usinas termelétricas que utilizam como combustível o gás natural proveniente de regaseificação do Gás Natural Liquefeito - GNL. Disponível em: http://www.editoramagister.com/doc_1156741_RESOLUCAO_NORMATIVA_282,_DE_1_DE_OUTUBRO_DE_2007.aspx. Acesso em: 16 jun. de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica 328/2015-SGT/ANEEL**. 2015. Aprimoramento do Submódulo 6.8 do Proret, com vigência a partir de fevereiro de 2016. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/081/documento/nota_tecnica_328_2015_sgt_aneel.pdf. Acesso em: 16 jun. de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Consulta Pública 025/2019**. 2019. Obter subsídios e informações adicionais referentes às regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída para a elaboração da minuta de texto à Resolução Normativa 482/2012 e à seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (Prodist). Disponível em: https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_auth=YYPVNsKe&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3366&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica. Acesso em: 21 abr. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Banco de Informações de Geração (BIG). 2017. 2021a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>. Acesso em 16 jun. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Luz na Tarifa (CDE)**. Brasília: ANEEL. 2021b. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZDBINjg1N2ltYjIhOC00YmVhLTlkMWQtNzkzZWYyY>

zRINDgylwidCl6ljQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMjOjR9. Acesso em: 16 jun. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Consumidores, consumo, receita e tarifa média**: classe de consumo. 2021c. Disponível em: Relatórios de Consumo e Receita de Distribuição - Aneel. Acesso em: 16 jun. 2021. Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/relatorios-de-consumo-e-receita>

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Relatório de Bandeiras Tarifárias**. 2021e. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/relatorio-bandeiras-tarifarias>. Acesso em: 25 out. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resumo Consolidado Mensal da Conta de Bandeiras Tarifárias**. [S.l.]: Aneel, 2021e.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **Resolução 16, de 7 de abril de 2016**. 2016a. disponível em: http://www.lex.com.br/legis/27114334/RESOLUCAO_N_16_DE_7_DE_ABRIL_DE_2016.aspx. Acesso em: 16 jun. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP. **ANP Consultas para estocagem subterrânea e cálculo de preço de transporte de gás natural**. 2016b. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/noticias/1335-anp-abre-consultas-para-estocagem-subterranea-e-para-calculo-de-preco-de-transporte-de-gas-natural-3>. Acesso em: 16 jun. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP **Anuário Estatístico 2021**. 2021. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021>. Acesso em: 16 jun. 2021.

ANG, B. W. Decomposition for Policymaking in Europe: Which is the Preferred Method? **Energy Policy**, v. 32, p. 1131-1139, 2004.

ARGENTINA. **Res 1/2018**. Precios de Gas Natural. Disponível em: se.gob.ar. Acesso em 6 de jun. de 2021.

AWERBUCH, S. Portfolio-based electricity generation planning: implications for renewables and energy security. **Mitigation and adaptation strategies for global change**, v. 11, n. 3, p. 693-710, maio, 2006.

BORGES, A. Conta de luz vai subir 21% em 2022 por causa de rombo da crise hídrica, prevê Aneel. **O Estado de São Paulo**. 12 nov. 2021. Disponível em:

<https://economia.estadao.com.br/noticias/geral,conta-de-luz-vai-subir-21-em-2022-por-cao-de-rombo-da-cri-se-hidrica-preve-agencia,70003896856>. Acesso em 6 de jun. de 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Anteprojeto de Lei 02, de 2019**. Institui o Código Brasileiro de Energia Elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <https://www2.camara.leg.br/atividade-legislativa/comissoes/comissoes-temporarias/especiais/56a-legislatura/codigo-brasileiro-de-energia-eletrica/outros-documentos/segundo-anteprojeto-do-codigo-brasileiro-de-energia-eletrica>. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 123/2020**. Permite a venda do excedente de energia elétrica produzida por microgeração e minigeração distribuída quando produzida por fonte de energia de biomassa. Disponível em https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1854911&filenam e=PL+123/2020. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 1513/2020**. Dispõe sobre a geração distribuída de energia elétrica e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1872963&filenam e=PL+1513/2020. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 16/2020**. Dispõe sobre a microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica. Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1853769&filenam e=PL+16/2020. Acesso em: 21 abr. de 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 2215/2020**. Altera a Lei 9.074, de 7 de julho de 1995 para estabelecer o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1886992&filenam e=PL+2215/2020. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 2474/2020**. Dispõe sobre cessão de créditos obtidos em sistema de compensação de energia elétrica durante o período de emergência de saúde pública decorrente da pandemia da Covid-19. Disponível em https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1985085&filenam e=RDF+1+%3D%3E+PL+2474/2020. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 257/2020**. Dispõe sobre a gratuidade para a utilização da rede de distribuição na microgeração domiciliar de energia elétrica. Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1857236&filename=PL+257/2020. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 3316/2020**. Dispõe sobre intercâmbio, entre diferentes distribuidoras, de créditos de energia ativa em sistema de compensação de energia elétrica. Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1903937&filename=PL+3316/2020. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 3417/2020**. Dispõe sobre a geração distribuída de energia elétrica. Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1905758. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 414/2021**. Altera as Leis 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, 10.848, de 15 de março de 2004, 12.783, de 11 de janeiro de 2013, 13.203, de 8 de dezembro de 2015, 5.655, de 20 de maio de 1971, e 12.111, de 9 de dezembro de 2009, para aprimorar o modelo regulatório e comercial do setor elétrico com vistas à expansão do mercado livre, e dá outras providências. Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra;jsessionid=node0e6lowmzl0swc11hn63t8pgxqw14036737.node0?codteor=1962928&filename=Tramitacao-PL+414/2021+%28N%C2%BA+Anterior:+PLS+0/0%29. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 592/2020**. Dispõe sobre a geração distribuída de energia elétrica. Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1864826&filename=PL+592/2020. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. Congresso. Câmara dos Deputados. Projeto de Lei 616/2020. Cria o Marco Regulatório do Prosumidor de energia elétrica. Disponível em

<https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1865330>.

Acesso em 21 abr. de 2021.

BRASIL. Câmara dos Deputados. **Projeto de Lei 73/2020**. Dispõe sobre incentivos as unidades de minigeração e microgeração de energia elétrica de fontes renováveis. Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=1854290&filename=PL+73/2020. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. **Decreto 9.642, de 27 de dezembro de 2018.** Altera o Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013, para dispor sobre a redução gradativa dos descontos concedidos em tarifa de uso do sistema de distribuição e tarifa de energia elétrica. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9642.htm. Acesso em 21 abr. 2021.

BRASIL. **Decreto 9.744, de 3 de abril de 2019.** Altera o Decreto 7.891, de 23 de janeiro de 2013, para dispor sobre a cumulatividade dos subsídios concedidos à atividade de irrigação e aquicultura e à classe rural para os consumidores do Grupo B. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2019-2022/2019/Decreto/D9744.htm. Acesso em 21 abr. 2021.

BRASIL. **Lei 14.120, de 1º de março de 2021.** Altera a Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei 5.655, de 20 de maio de 1971, a Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei 10.848, de 15 de março de 2004, a Lei 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015, e o Decreto-Lei 1.383, de 26 de dezembro de 1974; transfere para a União as ações de titularidade da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) representativas do capital social da Indústrias Nucleares do Brasil S.A. (INB) e da Nuclebrás Equipamentos Pesados S.A. (Nuclep); e dá outras providências. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2021/Lei/L14120.htm. Acesso em 21 abr. 2021.

BRASIL. **Lei 10.848, de 15 de março de 2004.** Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.848.htm. Acesso em: 16 jun. 2021.

BRASIL. **Lei 11.909, de 4 de março de 2009.** Dispõe sobre as atividades relativas ao transporte de gás natural, de que trata o art. 177 da Constituição Federal, bem como sobre as atividades de tratamento, processamento, estocagem, liquefação, regaseificação e comercialização de gás natural; altera a Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997; e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2009/lei/l11909.htm. Acesso em: 16 jun. 2021.

BRASIL. **Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013.** Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária; altera as Leis 10.438, de 26 de abril de 2002, 12.111, de 9 de dezembro de 2009, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.848, de 15

de março de 2004; revoga dispositivo da Lei 8.631, de 4 de março de 1993; e dá outras providências. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2011-2014/2013/Lei/l12783.htm. Acesso em: 16 jun. 2021.

BRASIL. **Lei 14.052, de 8 de setembro de 2020**. Altera a Lei 9.427, de 26 de dezembro de 1996, para estabelecer multa a ser paga aos usuários do serviço de energia elétrica, a Lei 13.203, de 8 de dezembro de 2015, para estabelecer novas condições para a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, a Lei 11.909, de 4 de março de 2009, para criar o Fundo de Expansão dos Gasodutos de Transporte e de Escoamento da Produção (Brasduto), a Lei 12.351, de 22 de dezembro de 2010, para dispor sobre a destinação da receita advinda da comercialização do petróleo, do gás natural e de outros hidrocarbonetos fluidos destinados à União, e a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, para reduzir o prazo para solicitação de prorrogação de concessões de que trata essa Lei. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ ato2019-2022/2020/lei/L14052.htm. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. **Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997**. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9478.htm. Acesso em: 16 jun. 2021.

BRASIL. **Medida Provisória 1.031, de 23 de fevereiro de 2021**. Dispõe sobre a desestatização da empresa Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras e altera a Lei 5.899, de 5 de julho de 1973, a Lei 9.991, de 24 de julho de 2000, e a Lei 10.438, de 26 de abril de 2002. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ Ato2019-2022/2021/Mpv/mpv1031.htm. Acesso em: 21 abr. 2021.

BRASIL. **Medida Provisória 579, de 11 de setembro de 2012**. Dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Disponível em http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/ ato2011-2014/2012/mpv/579.htm. Acesso em: 16 jun. 2021.

BRASIL. **Medida Provisória 688, de 18 de agosto de 2015**. Dispõe sobre a repactuação do risco hidrológico de geração de energia elétrica, institui a bonificação pela outorga e altera a Lei 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, a Lei 12.783, de 11 de janeiro de 2013, que dispõe sobre as concessões de energia elétrica, e a Lei 9.478, de 6 de agosto de 1997, que institui o Conselho Nacional de Política Energética. Disponível em: <http://www2.camara.leg.br/legin/fed/medpro/2015/medidaprovisoria-688-18-agosto-2015-781383-publicacaooriginal-147819-pe.html>. Acesso em: 16 jun. 2021.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. **Info Mercado Dados Gerais Consolidados.** 2021. Disponível em <https://www.ccee.org.br/relatoriodeadministracao/30-mercado-50.html>. Acesso em: 16 jun. 2021.

CEIC. **China:** Usage Price: 36 City Avg: Electricity for Industry: 35 kV and Above. 2021a. Disponível em: ceicdata.com. Acesso em: 5 jun. 2021.

CEIC. **China:** usage price: 36 city avg: natural gas: natural gas for industry. 2021b. Disponível em: ceicdata.com. Acesso em: 5 jun. 2021.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Gás natural em terra:** uma agenda para o desenvolvimento e modernização do setor. Brasília: CNI, 2015.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Reestruturação do setor de gás natural:** uma agenda regulatória. Brasília: CNI, 2016.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. Energia elétrica: custos e competitividade. **Infraestrutura**, v. 26. 2018. Disponível em: https://bucket-gw-cni-static-cms-si.s3.amazonaws.com/media/filer_public/37/84/37840980-7812-4d55-ad3b-fbf154efd2f4/26_-_energia_eletrica.pdf. Acesso em: 16 jun. 2021.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Impactos econômicos da competitividade do gás natural.** Brasília: CNI, 2020.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Impacto econômico do aumento no preço da energia elétrica.** Brasília: CNI, 2021a. Disponível em https://static.portaldaindustria.com.br/portaldaindustria/noticias/media/filer_public/ca/52/ca525a20-8317-401e-a783-60b6afe15d34/impacto_economico_do_aumento_no_preco_da_energia_eletrica.pdf. Acesso em: 16 jun. 2021.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Geração Distribuída:** os Desafios para a Sustentabilidade. Relatório de pesquisa. Brasília: CNI, 2021b.

CONFEDERAÇÃO NACIONAL DA INDÚSTRIA – CNI. **Organização do mercado atacadista de gás:** experiências internacionais. Brasília: CNI, 2021c. Disponível em: <https://www.portaldaindustria.com.br/publicacoes/2021/5/organizacao-do-mercado-atacadista-de-gas-experiencias-internacionais/>.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Balço Energético Nacional**. 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-ben>. Acesso em: 23 jun. 2021.

EUROELECTRIC. **Flexible gas market for variable renewable generation**. [S.l.: s.n.], 2014.

EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS – EFET. **Implementation of Gas Release Programmes for European Gas Market Development**. [S.l.]: EFET, 2003.

FUNDO MONETÁRIO INTERNACIONAL – FMI. **Exchange Rates selected indicators**. 2021. Disponível em: https://www.imf.org/external/np/fin/data/param_rms_mth.aspx. Acesso em 22 jun. de 2021.

GOTTESTEIN, M.; SKILLINGS, A. **Beyond capacity markets: delivering capability resources to Europe's decarbonised power system**. [S.l.]: RAP, 2012. (RAP working paper).

HE, X.; REINER, D. Why Consumers Switch Energy Suppliers: The Role of Individual Attitudes. **The Energy Journal**, v. 38, n. 6, p. 25+, 2017. <https://link.gale.com/apps/doc/A562974328/AONE?u=capes&sid=bookmark-AONE&xid=bed02789>. Acesso em 4 jan. de 2022.

HEATHER, P. **The evolution of European traded gas hubs**. dez. 2015. Disponível em <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/NG-104.pdf>. Acesso em 16 jun. 2021.

HIRTH, L. The benefits of flexibility: the value of wind energy with hydropower. **Applied energy**, v. 181, p. 210-223, 2016.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Evolução das tarifas de energia elétrica e a formulação de políticas públicas**. São Paulo: Instituto Acende Brasil, jan. 2020. (White Paper Acende Brasil, n. 22).

INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE – IPCC. **Climate Change 2014**. [S.l.:s.n.], 2014.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Energy technology perspectives 2012: pathways to a clean energy system**. [S.l.]: IEA, 2012.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. **Re-powering markets: market design and regulation during the transition to low-carbon power systems**. [S.l.]: IEA, 2016a.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. **Next generation wind and solar power: from cost to value.** [S.l.: IEA], 2016b.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. Energy and Climate Change. **World Energy Outlook Special Report.** [S.l.:s.n.], 2021a.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA. End-use prices: Energy prices in US dollars. **IEA Energy Prices and Taxes Statistics.** 2021b. Disponível em: <https://doi.org/10.1787/data-00442-en>. Acesso em: 21 maio 2021.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **The power of transformation:** wind, sun and the economics of flexible power systems. [S.l.:s.n.], 2014.

JOSKOW, P. L. Capacity payments in imperfect electricity markets: need and design. **Utilities policy**, v. 16, n. 3, p. 159-70, 2008.

KELMAN, J. (Coord.) **Relatório da comissão de análise do sistema hidrotérmico de energia elétrica.** Brasília: [s.n.], 2001.

LOSEKANN, L. **Reestruturação do setor elétrico brasileiro: coordenação e concorrência.** Tese (Doutorado em Economia). Instituto de Economia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2003.

LOSEKANN, L. A integração truncada das Indústrias de gás natural e eletricidade no Brasil. **Boletim Infopetro**, v. 10, n. 4., 2010.

LOSEKANN, L. A. integração truncada das termelétricas a gás natural no setor elétrico brasileiro. **Boletim Infopetro**, v. 15, n. 4., 2015.

LOSEKANN, L.; ROMEIRO, D. Questões centrais para a readequação do modelo institucional do setor elétrico brasileiro. **Boletim Infopetro**, v. 16, n. 4., 2016.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY – MIT. **The future of the electric grid:** an interdisciplinary MIT study. [S.l.:s.n.], 2011.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY – MIT. **Growing concerns, possible solutions:** the interdependency of natural gas and electricity systems. [S.l.: s.n.], 2013.

MÉXICO. **Precio final al público de Gas Natural para el sector industrial por zona geográfica de distribución (sin IVA).** 2021a. Disponível em: <https://datos.gob.mx/busca/dataset/actividades-reguladas>. Acesso em: 4 jun. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Resolução 4, de 21 de novembro de 2006.** Estabelece diretrizes e recomenda ações para a implementação de Projetos de Importação de Gás Natural Liquefeito - GNL, a serem disponibilizados ao mercado brasileiro, de forma a garantir suprimento confiável, seguro e diversificado de Gás Natural. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139149/Resolucao04.pdf/46db9bf4-72f2-4577-b7ab-64e48af3e4e8>. Acesso em: 16 jun. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Consulta pública 20, de 03/10/2016.** 2016b. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/web/guest/servicos/consultas-publicas?p_p_id=consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&consultapublicammeportlet_WAR_consultapublicammeportlet_view=detalharConsulta&resourcePrimKey=524029&detalharConsulta=true&entryId=524031. Acesso em: 16 jun. de 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Consulta Pública 33/2017**, Brasília, 2017. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=a57e14f4-35f5-5ea25-b1c6-12f8b68f6a19&groupId=36131. Acesso em: 21 abr. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Portaria 187, de 4 de abril de 2019.** 2019a. Disponível em: https://www.in.gov.br/materia/-/asset_publisher/Kujrw0TZC2Mb/content/id/70268736. Acesso em: 21 abr. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Portaria 403, de 29 de outubro de 2019.** 2019b. Diário Oficial da União, Brasília, DF, ed. 210, p. 58, 30 out 2019. Seção 1. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-403-de-29-de-outubro-de-2019-224516297>. Acesso em: 21 abr. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. Portaria 465, de 12 de dezembro de 2019. **Diário Oficial da União**, Brasília, v. 242, p. 156, sec. 1, 16 dez. 2019c. Disponível em <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-465-de-12-de-dezembro-de-2019.-233554889>. Acesso em: 21 abr. 2021.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**, v. 167, jan. 2021. Disponível em: [Boletim_Gas_Natural_nr_167_JAN_21ADOBE.pdf](#). Acesso em: 6 jun. 2021.

MONTALVÃO, E. **Impacto de tributos, encargos e subsídios setoriais sobre as contas de luz dos consumidores.** Brasília: Senado Federal, 2009. (Texto para Discussão, n. 62). Disponível em: <https://www12.senado.leg.br/publicacoes/estudos-legislativos/tipos-de->

[estudos/textos-para-discussao/td-62-impacto-de-tributos-encargos-e-subsidios-setoriais-sobre-as-contas-de-luz-dos-consumidores](#). Acesso em: 5 ago. 2020.

MORCEIRO, P. C.; GUILHOTO, J. J. M. **Desindustrialização setorial e estagnação de longo prazo da manufatura brasileira**. São Paulo: Nereus, 2019.

MULDER, P.; DE GROOT, H. L. F. Structural change and convergence of energy intensity across OECD countries, 1970-2005. **Energy Economics**, v. 34, n. 6, p. 1910-1921, 2012.

MULDER, P.; DE GROOT, H. L. F. **Dutch sectoral energy intensity developments in international perspective, 1987-2005**. **Energy Policy**, v. 52, p. 501-512, 2013.

NERA. **Mexican Electricity Wholesale Market Report 2019**. 2020. Disponível em: https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/2020/PUB_Mexican-Electricity-Wholesale-Market-Report_013120.pdf. Acesso em: 6 jun. 2021.

NETO, U. M. G. Governo Federal publica decreto que trata da criação da conta para enfrentamento da Pandemia do Coronavírus. **Canal Energia**, Rio de Janeiro, 26 maio, 2020. Disponível em: <https://www.canalenergia.com.br/artigos/53135311/governo-federal-publica-decreto-que-trata-da-criacao-da-conta-para-enfrentamento-da-pandemia-do-coronavirus>. Acesso em: 5 ago. 2020.

PEREZ-ARRIAGA, I. J.; BATLE, C. Impacts of intermittent renewables on electricity generation system operation. **Economics of energy and environmental policy**, 2012.

PINTO JR., H. Q. *et al.* **Economia da energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. 2. ed. Rio de Janeiro: Campus, 2016.

RAMALHO, A. **Petrobras estuda reunir gasodutos do pré-sal e abrir capital**. 2020. Disponível em: <https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/09/12/petrobras-estuda-reunir-gasodutos-do-pre-sale-abrir-capital.ghtml>. Acesso em: 6 jun. 2021.

RUDNICK, H. *et al.* A natural fit: electricity-gas integration challenges in South America. **IEEE power & energy magazine**, n. 29. 2014.

STOFT, S. **Power system economics**: designing markets for electricity. [S.l.]: IEEE, 2002.

TOLMASQUIM, M. (Coord.). **Energia termelétrica**: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. [S.l.]: EPE, 2016a.

TOLMASQUIM, M. (Coord.). **Energia renovável**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. [S.l.]: EPE, 2016b.

VEIGA, M. *et al.* **Requisito de lastro de gás natural para viabilizar a participação de termelétricas nos leilões de energia nova: análise e propostas.** [S.l.]: IBP, 2012.

VISCUSI, W. K.; HARRINGTON JR., J. E.; SAPPINGTON, D. E. **Economics of regulation and antitrust.** Cambridge: MIT Press, 2018.

APÊNDICE - AGENDA REGULATÓRIA DA ANP 2020-21 NO SETOR DE GÁS NATURAL

Ação regulatória	Tipo	Data prevista da publicação
Elaboração de ato normativo que regulamenta os critérios de autonomia e de independência dos transportadores no mercado de gás natural.	Nova	jul./22
Revisão da Resolução ANP 15/2014, que estabelece os critérios para cálculo das tarifas de transporte referentes aos serviços de transporte firme, interruptível e extraordinário de gás natural; e o procedimento para a aprovação das propostas de tarifa de transporte de gás natural encaminhadas pelos transportadores para os gasodutos de transporte objeto de autorização. Ademais, essa resolução também tratará dos mecanismos de repasse de receita entre os transportadores de gás natural interconectados, regulamentação prevista, inicialmente, na ação II.9.	Revisão	jul./22
Elaboração de ato normativo, que estabelece as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso ao sistema de transporte de gás natural pelos diferentes agentes econômicos envolvidos.	Nova	jun./23
Comercialização e Carregamento de Gás Natural. Revisar as resoluções existentes, buscando uma unificação da RANP 52/2011 e da RANP 51/2013, com a finalidade de adequar as normas às novas disposições contidas no decreto 7.382/2010, com alterações de 2018.	Revisão	set./22
Revisão da Resolução ANP 52/2015, que estabelece a regulamentação para a construção, a ampliação e a operação de instalações de movimentação de petróleo, seus derivados, gás natural, inclusive liquefeito (GNL), biocombustíveis e demais produtos regulados pela ANP.	Revisão	mar./23
Revisão da Resolução ANP 37/2013, que estabelece os critérios para a caracterização da ampliação da capacidade de transporte de gasodutos de transporte.	Revisão	dez./22

Revisão e consolidação da Resolução ANP 41/2007 e da Portaria ANP 118/2000, que regulamentam as atividades de distribuição e comercialização de gás natural comprimido (GNC) a granel, bem como a outorga de autorizações de construção e de operação das centrais de distribuição de GNL, entre outros.	Revisão	jun./22
Revisão da Resolução ANP 11/2016 que regulamenta a oferta de serviços de transporte pelos transportadores; a cessão de capacidade contratada sob a modalidade firme; a troca operacional de gás natural; a aprovação e o registro dos contratos de serviço de gás e a promoção dos processos de chamada pública para contratação de capacidade de transporte de gás natural.	Revisão	ago./23
Revisão da Portaria ANP 118/2000, que trata das atividades de distribuição de gás natural liquefeito (GNL) a granel e de construção, ampliação e operação das centrais de distribuição de GNL.	Revisão	abr./22
Elaboração de relatório de AIR para verificar a pertinência de se determinar quais instalações de movimentação e armazenamento deverão ser autorizadas pela ANP em Portos Públicos, conforme determinação do DG Interino constante no Despacho 45/2020	Nova	dez./22
Elaboração de Resolução que regulamenta a interconexão e interoperabilidade de gasodutos de transporte	Nova	jun./22
Revisão da Resolução ANP 16/2008, que estabelece a especificação do gás natural, nacional ou importado, a ser utilizado como combustível para fins industriais, residenciais, comerciais e automotivos (GNV) .	Revisão	abr./22
Elaboração de ato normativo que estabelece as diretrizes para a elaboração conjunta de códigos comuns de acesso ao sistema de transporte de gás natural pelos diferentes agentes econômicos envolvidos.	Nova	jun./23

Fonte: elaboração própria, a partir de ANP¹.

¹ <https://www.gov.br/anp/pt-br/aceso-a-informacao/acoes-e-programas/ar/agenda-regulatoria-2020-2021-v3-4.pdf>

LISTA DE SIGLAS

ACL - Ambiente de Contratação Livre
 ACR - Ambiente de Contratação Regulada
 AIR - Análise de Impacto Regulatório
 Aneel - Agência Nacional de Energia Elétrica
 ANP - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
 BNDES - Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
 Cade - Conselho Administrativo de Defesa Econômica
 CCC - Conta de Consumo de Combustíveis
 CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
 CDE - Conta de Desenvolvimento Energético
 Cepel - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
 Cfurh - Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos
 CGH - Central Geradora Hidrelétrica
 CMGN - Comitê de Monitoramento da Abertura do Mercado de Gás Natural
 CMSE - Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
 CNPE - Conselho Nacional de Política Energética
 CPC - Comitê de Promoção da Concorrência do Mercado de Gás Natural no Brasil
 Creg - Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética
 CVU - Custo Variável Unitário
 Dessem - Modelo de Despacho Hidrotérmico de Curto Prazo
 E&P - Exploração e Produção
 EER - Encargo de Energia de Reserva
 EPE - Empresa de Pesquisa Energética
 ESS - Encargos de Serviços do Sistema
 GNC - Gás Natural Comprimido
 GNL - Gás Natural Liquefeito
 GNV - Gás Natural Veicular
 GSF - Generation Scaling Factor - calcula custos relacionados ao risco hidrológico
 GT - Grupo de Trabalho
 IEA - International Energy Agency
 IPCA - Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
 IRENA - International Renewable Energy Agency
 MCP - Preço da Energia no Mercado de Curto de Prazo
 MME - Ministério de Minas e Energia
 MRE - Mecanismo de Realocação de Energia
 NMG - Novo Mercado de Gás
 ONS - Operador Nacional do Sistema Elétrico
 P&D/EE - Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética
 PCH - Pequena Central Hidrelétrica
 PDE - Plano Decenal de Expansão de Energia
 Pemat - Plano Decenal de Expansão da Malha de Transporte Dutoviário
 PLD - Preço de Liquidação das Diferenças
 PPC - Paridade do Poder de Compra
 PVN - Ponto Virtual de Negociação
 SCEE - Sistema de Compensação de Energia Elétrica
 SIE - Sistema Integrado de Escoamento de gás natural
 SIN - Sistema Interligado Nacional
 SPE - Sociedade de Propósito Específico
 TCC - Termo de Compromisso de Cessação
 TCU - Tribunal de Contas da União
 TE - Tarifa de Energia TE
 TFSEE - Taxa de Fiscalização dos Serviços de Energia Elétrica
 TJ - Terajoule
 Tusd - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
 Tust - Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão
 UHE - Usina Hidrelétrica
 UPGN - Unidade de Processamento de Gás Natural
 USD - United States Dollar

LISTA DOS DOCUMENTOS COM AS PROPOSTAS DA INDÚSTRIA PARA AS ELEIÇÕES 2022

1. Política Industrial: construindo a indústria do futuro
2. Inovação: motor do crescimento
3. Exportações: um mundo pela frente
4. Integração Internacional: abertura com competitividade
5. Desenvolvimento Regional: crescimento para todos
6. Energia: combustível do crescimento
7. Transporte de Cargas: abrindo novos caminhos
8. Tributação da Renda Corporativa: convergência aos padrões internacionais
9. Reforma da Tributação do Consumo: competitividade e promoção do crescimento
10. Relações de Trabalho: avançando na modernização
11. SST e Previdência: segurança no presente e no futuro
12. Políticas de Emprego: reunir trabalhadores e empresas
13. Educação: preparando os jovens para o mundo do trabalho
14. Financiamento: base do crescimento
15. Economia de Baixo Carbono: para um futuro sustentável
16. Licenciamento Ambiental: desenvolvimento com conservação
17. Segurança Jurídica: estímulo aos negócios
18. Segurança Jurídica em Relações de Trabalho: reflexões para avançar
19. Regulação: qualidade a nível internacional
20. Estabilidade Macroeconômica: essencial para o investimento
21. Saúde: agenda pós-pandemia



Confederação Nacional da Indústria

PELO FUTURO DA INDÚSTRIA