

Os *White Papers* do Instituto Acende Brasil consolidam análises e recomendações aprofundadas sobre temas do Setor Elétrico Brasileiro e visam à promoção de discussões qualificadas sobre as seguintes dimensões setoriais: Agência Reguladora, Governança Corporativa, Impostos e Encargos, Leilões de Energia e Transmissão, Meio Ambiente e Sociedade, Oferta de Energia, Rentabilidade, Tarifa e Regulação. Para saber mais sobre o Instituto Acende Brasil acesse www.acendebrasil.com.br

PROPOSTAS DO SETOR ELÉTRICO PARA O PRÓXIMO MANDATO PRESIDENCIAL (2023-2026)

O sucesso da política energética para o setor elétrico no horizonte do próximo mandato presidencial será determinado, em grande parte, pela forma como serão tratados três grandes fenômenos:

- a condução da transição energética para uma economia de baixa emissão de gases efeito estufa;
- o controle da inflação em um cenário de baixo crescimento mundial; e
- a adaptação do setor elétrico para o novo contexto marcado pela nova matriz energética, novas tecnologias e novos agentes.

As mudanças climáticas já são evidentes e é necessário reduzir as emissões de gases efeito estufa para mitigá-las. Para isto, pode-se buscar medidas pontuais focadas em reduzir o uso das principais fontes emissoras, mas é imperativo estabelecer mecanismos para fomentar a redução das emissões, de forma sistêmica, ao menor custo para a sociedade.

Após um período de intensos estímulos fiscais e monetários em escala global, o mundo enfrenta o desafio de uma inflação persistente. A redução do custo da energia elétrica, um insumo onipresente em todas as atividades econômicas, poderia ajudar muito a arrefecer a pressão inflacionária. É possível atingir uma redução do custo da eletricidade por meio de racionalização do sistema tributário, da redução de encargos, da renegociação do Anexo C do Tratado de Itaipu e com medidas para reduzir os custos de captação de recursos financeiros.

O setor elétrico está passando por uma verdadeira revolução. A transição energética, as inovações tecnológicas e a liberalização do mercado de energia estão ensejando profundas transformações na forma como a energia elétrica é produzida, consumida e comercializada.

Uma parcela crescente da geração já é e será crescentemente descentralizada e produzida a partir de fontes renováveis variáveis. Ao mesmo tempo,

do lado da demanda, observam-se novos padrões de consumo decorrentes da introdução de novas tecnologias como a microgeração distribuída, veículos elétricos, baterias, entre outros. Tais mudanças exigirão alterações na forma como o setor é planejado, operado e como a energia é comercializada. Essas transformações exigirão um novo arcabouço institucional e regulatório.

O governo, na figura do Ministério de Minas e Energia (MME), poderá abraçar esta oportunidade, engajando-se de forma ativa e protagonista para facilitar a realização das transformações necessárias, capitalizando assim os benefícios que tais transformações podem render à sociedade, ou poderá entregar-se ao destino, dedicando-se a “apagar os incêndios” que invariavelmente surgirão em função das inadequações do marco regulatório vigente neste novo contexto.

Esta proatividade do MME é necessária não apenas para promover as mudanças requeridas para lidar com as transformações em curso, mas também para conter a ação de agentes oportunistas que têm ocupado os espaços vazios que deveriam ter sido ocupados pelo MME, entidade responsável pela formulação de políticas públicas no setor elétrico. Tal distorção tem sido pronunciada no Congresso Nacional, ambiente onde a pauta do setor elétrico tem sido dominada de forma descoordenada e oportunista por grupos de pressão que defendem apenas seus próprios interesses, em prejuízo da sociedade.

Visando a colaborar para que o governo possa atuar de forma proativa diante das pressões e transformações das próximas décadas, este *White Paper* apresenta uma série de sugestões concretas e que podem ser implementadas no próximo mandato presidencial.

“Controle o seu destino, ou outro o controlará.”

“Control your destiny or someone else will.”

- Jack Welch (ex-CEO da GE)

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	2	3.4 Renegociar o anexo c do tratado de itaipu visando a modicidade	32
2 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE	4	3.5 Reduzir o custo de captação de recursos para investimento.....	36
2.1 Contexto.....	4	4 REVOLUÇÃO ELÉTRICA.....	45
2.2 Redução das emissões de gases efeito estufa	11	4.1 Contexto.....	45
2.3 Promover sumidouros de carbono.....	17	4.2 Modernização do mercado de energia.....	46
2.4 Promover a indústria abastecida com energia verde.....	18	4.3 Robustecimento das redes de transmissão e distribuição	50
3 MODICIDADE E COMPETITIVIDADE	19	5 CONCLUSÕES	52
3.1 Contexto.....	19	6 REFERÊNCIAS.....	54
3.2 Racionalização do sistema tributário.....	25	ANEXO I: TERMELÉTRICAS EM FIM DE CONTRATO	55
3.3 Promover a redução de encargos.....	27		

1 INTRODUÇÃO

Na tradição brasileira, as políticas públicas são implementadas primordialmente por meio de leis, que são sancionadas pelo Congresso Nacional. Somente a lei pode inovar o Direito, estabelecendo direitos e deveres.

Cabe à regulamentação infralegal, instituída pelo Poder Executivo (seja por Decretos, Portarias, Resoluções ou Instruções), apenas esmiuçar as normas dentro dos princípios estabelecidos na legislação definida pelo Poder Legislativo. No linguajar jurídico, a regulamentação infralegal pode ser *secundum legem* (de acordo com a lei) ou, no máximo, *praeter legem* (complementar à lei), mas jamais poderá ser contra legem (contrária à lei). Isto ressalta a importância do papel dos deputados e senadores na definição dos rumos do país.

Não obstante a primazia do Poder Legislativo na formalização das políticas públicas por meio de leis que dão solidez e segurança jurídica a tais políticas, é o Poder Executivo que desempenha um papel de liderança na formulação das políticas públicas. No caso do setor elétrico, essa primazia recai sobre o Ministério de Minas e Energia (MME).

Afinal, é o Executivo, sob o comando da Presidência da República, que:

- anualmente concebe as diretrizes orçamentárias com as metas e prioridades da administração pública federal;
- deve zelar pela coerência sistêmica das políticas, considerando os interesses da população de todas as regiões e dos agentes econômicos de todos os setores da economia;
- é responsável pela administração diária da burocracia do Estado que presta os serviços públicos aos cidadãos; e
- em sintonia com o conjunto de Ministros, mobiliza os membros do parlamento para legislar sobre temas prioritários.

No entanto, nos últimos anos temos observado um protagonismo crescente de parlamentares com muitas propostas legislativas populistas, mal embasadas, e que visam a angariar notoriedade momentânea. Estas iniciativas frequentemente demonstram desprezo pelas instituições setoriais que foram criadas para serem especializadas no setor elétrico, contando inclusive com corpos técnicos competentes para lidar com tais questões, como a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel – o órgão regulador), e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE – que instrui o planejamento energético).

Como exemplo desse desprezo pelas autoridades elétricas, a apresentação de Projetos de Decretos Legislativos visando a anular decisões da Aneel são ridiculamente comuns, ameaçando assim o arcabouço institucional do setor e elevando o risco setorial, o que por sua vez encarece o custo de captação de recursos financeiros para o setor, aumentando em última instância as tarifas dos consumidores de energia.

Também se observa um crescente voluntarismo visando a atender demandas de grupos de interesse específicos com a inserção de emendas em matérias alheias ao objeto da proposta legislativa em discussão. Tais ‘jabutis’¹ – como são referidos no jargão legislativo – são a antítese da boa prática legislativa, pois driblam o devido processo de deliberação, comprometendo a transparência e a previsibilidade da tramitação de temas, e inviabilizam a análise de forma tempestiva e contextualizada das questões. O resultado tem sido a aprovação de políticas incoerentes e ineficientes que beneficiam pequenos – porém poderosos e muito bem organizados – grupos de pressão às custas da maioria da população brasileira.

¹ O termo ‘jabuti’ passou a ser utilizado para emendas inseridas em propostas legislativas que tratam de tema não relacionado ao texto original. A origem da expressão vem de uma frase atribuída ao ex-presidente da Câmara dos Deputados Ulysses Guimarães (1916-1992): “jabuti não sobe em árvore. Se está lá, ou foi enchente ou foi mão de gente”.

Mas o que talvez cause maior preocupação é a deterioração da governança institucional no Congresso Nacional. Tem-se tornado cada vez mais comum a adoção de artifícios que prejudicam ou mesmo inviabilizam a análise e debate das propostas legislativas, com emendas e relatórios de plenário submetidos durante a sessão de votação, limitando o debate e a reflexão. Um verdadeiro “rolo compressor” legislativo.

Para o bem da nação, é imperativo que o Congresso Nacional seja instado a restaurar a disciplina do processo legislativo e que o novo Presidente da República e seu Ministro de Minas e Energia retomem seu papel de liderança no setor elétrico. Somente assim o setor voltará a ser pautado por políticas públicas coerentes e bem fundamentadas.

Encontramo-nos hoje em uma encruzilhada: condicionantes ambientais, socioeconômicas e tecnológicas exigirão mudanças estruturais no setor elétrico nos próximos anos. As políticas públicas definidas nos próximos anos serão determinantes para a evolução do setor nas décadas seguintes.

Por isto, no atual momento, em que estamos prestes a iniciar um novo mandato presidencial, este *White Paper* busca apresentar um conjunto de propostas específicas e pragmáticas para que a administração pública possa melhor atender aos anseios da sociedade.

As propostas estão agrupadas em três grandes grupos:

- na seção 2 apresentam-se propostas para acelerar e facilitar a transição energética rumo a uma economia ‘descarbonizada’ e sustentável, com redução das emissões de gases efeito estufa (GEE) e gradual substituição da produção de energia a partir de combustíveis fósseis por fontes renováveis;
- na seção 3 propõem-se medidas para reduzir o custo final da energia elétrica, aliviando o orçamento das famílias e elevando a competitividade das empresas;
- na seção 4 apresentam-se propostas para modernizar o setor elétrico e implementar as mudanças estruturais necessárias para que o setor se adapte à nova realidade que já se impõe.

A seção 5 apresenta um resumo de todas as propostas para o próximo mandato presidencial (2023 a 2026).

2 TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE

2.1 CONTEXTO

O fenômeno conhecido como ‘**efeito estufa**’ refere-se à perturbação do balanço de radiação solar no planeta ocasionada pela alteração da composição de gases na atmosfera terrestre. Grande parte da alteração da composição de gases na atmosfera ocorrida desde a Revolução Industrial tem sido causada por atividades humanas.

Os principais gases identificados como causadores do efeito estufa são:

- dióxido de carbono (CO₂);
- metano (CH₄);
- óxido nitroso (NO₂);
- clorofluorcarbonetos (CFCs);
- hidroclorofluorcarbonetos (HCFCs); e
- hidrofluorcarbonetos (HFCs).

A elevação da concentração destes **gases efeito estufa (GEE)** na atmosfera tem o efeito de elevar a retenção da radiação solar, provocando elevação da temperatura média no planeta. Embora haja incerteza sobre como este fenômeno impactará os padrões climáticos, a relação entre o acúmulo de cada um destes gases no balanço de radiação solar pode ser mensurada com relativa precisão para obter o grau de **perturbação radiativa** (*radiative forcing*) em relação ao nível prevalente no período pré-industrial. A perturbação radiativa é medida em watts por metro quadrado (W/m²). Com base nessas medições é possível avaliar a tendência de agravamento ou mitigação do efeito estufa.

A agência NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) do governo dos Estados Unidos mensura o grau de perturbação radiativa agregada provocada pelos principais GEE por meio do **Índice de Gases Efeito Estufa Anual**, conhecido pelo acrônimo **AGGI** (*Annual Greenhouse Gas Index*). O índice é anual e representa um indicador relevante para captar o efeito líquido de certas atividades cujas emissões apresentam ciclo anual.

As últimas medições indicam que a concentração dos GEE continua aumentando, resultando em elevação do AGGI, como pode ser observado na Figura 1.

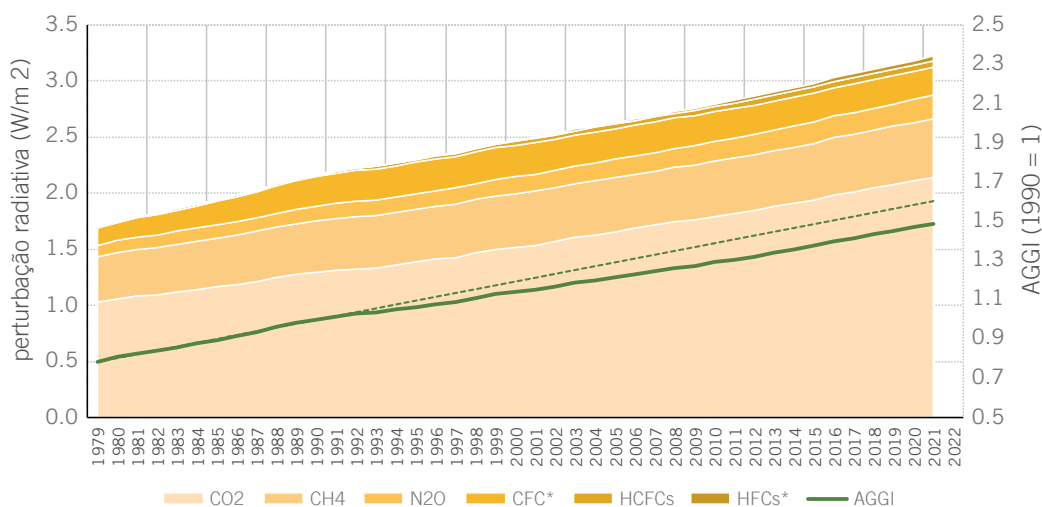


Figura 1: Perturbação radiativa provocada pela emissão global de GEE

Fonte: NOAA (2022). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

O AGGI foi calibrado para ser igual a 1, considerando a concentração de GEE mensurada em 1990. Atualmente, o valor atual está em 1,5, o que significa que as emissões já aumentaram 50% em relação ao montante obtido em 1990.

Embora o AGGI aponte para um agravamento do efeito estufa, as notícias não são inteiramente ruins: comparando-se a sua trajetória com a tendência linear construída com dados anteriores a 1990 (conforme indicado pela linha pontilhada), percebe-se uma desaceleração na sua taxa de crescimento.

A Figura 1 também apresenta a perturbação radiativa de cada GEE. Fica evidente a importância relativa do dióxido de carbono (CO_2), que sozinho responde por cerca de dois terços da perturbação radiativa total.

O dióxido de carbono também se destaca como sendo o GEE que mais agrava a situação, conforme ilustra a Figura 2, que mostra a alteração na perturbação radiativa de cada GEE desde 1979.

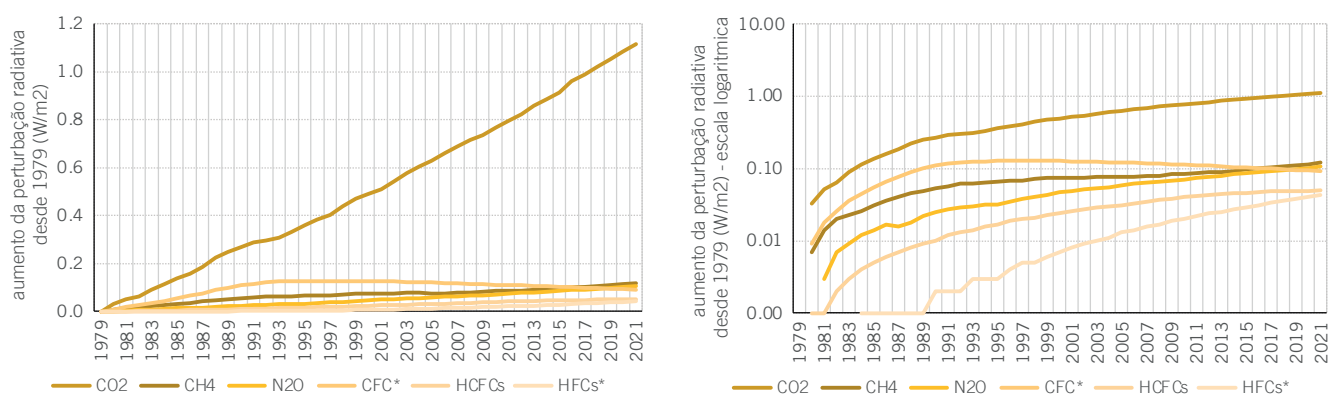


Figura 2: Aumento da perturbação radiativa provocada pelas emissões globais de GEE desde 1979

Fonte: NOAA (2022). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Enquanto os outros GEE têm apresentado relativa estabilidade, a concentração de dióxido de carbono continua crescendo. O gráfico do lado direito da Figura 2 mostra as mesmas informações do gráfico do lado esquerdo em escala logarítmica, o que facilita a visualização da variação percentual de cada GEE.

Constata-se que todos os GEE apresentam tendência de redução, com exceção do gás metano (CH_4) que, após um período de estabilidade, passou a apresentar tendência de elevação.

Já os clorofluorocarbonetos (CFCs) não só apresentam redução da taxa de crescimento, mas também apresentam redução em termos absolutos desde 2000. Isto se deve ao **Protocolo de Montreal**, assinado em 1987, que promoveu a redução da produção e consumo de cerca de 100 produtos químicos que danificam a camada de ozônio na estratosfera. Estes produtos abrangem os clorofluorocarbonetos (CFCs) e os hidroclorofluorocarbonetos (HCFCs). Este é um exemplo de um acordo internacional bem-sucedido.

Há consenso na comunidade científica de que é necessário reduzir muito mais as emissões de GEE para mitigar as mudanças climáticas. Embora tal redução seja custosa, sabe-se que os custos de adaptação às mudanças climáticas ocasionadas pelos GEE tendem a ser muito maiores.

No Brasil, um dos impactos das mudanças climáticas que mais preocupam é o seu efeito sobre o ciclo hidrológico, com a intensificação de eventos extremos com inundações e, principalmente, secas mais severas. A primeira edição do boletim *State of Global Water Resources* (2022), elaborado pela Organização Meteorológica Mundial, avalia o nível de armazenamento

de recursos hídricos e as vazões nas 515 bacias hidrográficas mais importantes do globo ao longo dos últimos 30 anos. No último ano, constata-se que o número de bacias hidrográficas com vazões abaixo da média foi superior ao número de bacias com vazões acima da média.

Também há grande preocupação com o “armazenamento de água terrestre”. É possível, por meio da gravimetria por satélite, mensurar – tanto na superfície, quanto nos lençóis freáticos – o montante de gelo, neve e água. Esta técnica possibilitou verificar uma queda sistêmica de reservas de água na forma de neve e gelo nas áreas polares e montanhosas, atribuída às mudanças climáticas. Além disso, observa-se redução do armazenamento em alguns lençóis freáticos em função de captação excessiva para irrigação, entre as quais destaca-se a Bacia do São Francisco.

O relatório do **Painel Intergovernamental de Mudanças Climáticas** deste ano (IPCC, 2022) aponta que a janela de oportunidades para reduzir a vulnerabilidade do ecossistema e da sociedade que nela habita está se fechando. As escolhas realizadas nos próximos anos determinarão, em grande medida, a trajetória futura das mudanças climáticas.

O Painel reconhece que não há um único caminho para promover um ‘desenvolvimento resiliente’. As soluções divergirão entre povos e regiões. Os caminhos escolhidos precisam levar em conta uma complexa combinação de condicionantes e possibilidades associadas:

- à mitigação das mudanças climáticas;
- à adaptação às futuras condições climáticas; e
- ao desenvolvimento sustentável.

Mas há um consenso: a mitigação do aquecimento global alcançada por meio do cumprimento dos compromissos voluntários firmados no Acordo de Paris reduzirá a magnitude das mudanças climáticas às quais as pessoas, as economias e os ecossistemas terão que se adaptar.

É neste contexto que o governo brasileiro tem definido sua política para mitigação das Mudanças Climáticas.

A estratégia traçada em 2009, por meio da **Lei 12.187**, que instituiu a **Política Nacional sobre Mudanças do Clima**, foi a de estabelecer metas para diversos setores da economia a serem perseguidas por meio de Planos Setoriais abrangendo:

- geração e distribuição de energia elétrica;
- transporte público urbano e sistemas modais de transporte interestadual de cargas e passageiros;
- indústria de transformação, de bens de consumo duráveis, de químicas fina e de base, de papel e celulose, de mineração, de construção civil;
- serviços de saúde; e
- agropecuária.

A Lei também prevê a criação do “Mercado Brasileiro de Redução de Emissões” para a “negociação de títulos mobiliários representativos de emissões de gases de efeito estufa evitadas certificadas” a ser operacionalizado em bolsa, sob a supervisão da Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A Lei 12.187 de 2009 foi regulamentada no ano seguinte pelo **Decreto 7.390/2010**, que previa a elaboração de:

- planos de ação para a prevenção e o controle do desmatamento e das queimadas, com a meta de reduzir os índices anuais de desmatamento entre 1996 e 2005 em:
 - 80% na Amazônia Legal, e
 - 40% no Bioma Cerrado;

- um plano para a expansão de oferta de energia elétrica que aconteceria por meio do Plano Decenal de Expansão de Energia, ampliando a participação de fontes renováveis (hidrelétricas, eólicas, bioeletricidade, biocombustíveis) e a eficiência energética;
- um plano para a consolidação de uma economia de baixo carbono na agricultura com:
 - recuperação de 15 milhões de hectares de pastagens degradadas,
 - ampliação de “integração lavoura-pecuária-floresta” em 4 milhões de hectares,
 - expansão da prática de plantio direto em 8 milhões de hectares,
 - substituição de fertilizantes nitrogenados por técnicas de fixação biológica de nitrogênio em 5,5 milhões de hectares,
 - plantio de florestas em 3 milhões de hectares, e
 - adoção de tecnologias com capacidade para tratamento de 4,4 milhões de metros cúbicos de dejetos animais; e
- um plano de redução de emissões de siderurgia, por meio de incremento da utilização de carvão vegetal originário de florestas plantadas e melhoria do processo de carbonização.

Com base nestas medidas, pretendia-se promover uma redução de 36,1% a 38,9% das emissões projetadas para 2020. As projeções eram de que, em 2020, as emissões de GEE somariam 3.236 milhões de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) na ausência destas medidas. A projeção para as quatro atividades e as suas respectivas metas são sumarizadas na Tabela 1.

Tabela 1: Projeção e meta para emissões de GEE no Brasil estabelecidas em 2010

ATIVIDADE	PROJEÇÃO 2020	META	
		limite inferior	limite superior
agropecuária	730,0	446,0	466,5
energia	868,0	530,3	554,7
mudança de uso da terra e floresta	1.404,0	857,8	897,2
processos industriais e resíduos	234,0	143,0	149,5
total	3.236,0	1.977,2	2.067,8

Fonte: Decreto 7.390, de 2010. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Uma discussão mais detalhada do Plano Nacional sobre Mudança do Clima elaborado pelo Comitê Interministerial sobre Mudança do Clima é apresentada no *White Paper 6* (Instituto Acende Brasil, 2012).

A Figura 3 mostra uma comparação das emissões efetivamente medidas em 2020 com as metas estabelecidas na década anterior. Constata-se que:

- as atividades ‘agropecuária’, ‘mudança de uso da terra e floresta’, e ‘processos industriais e resíduos’ tiveram emissões acima do limite superior da meta estabelecida; e
- a atividade ‘energia’ foi a única que respeitou o limite estabelecido, com emissões abaixo do limite inferior estabelecido em 2010.

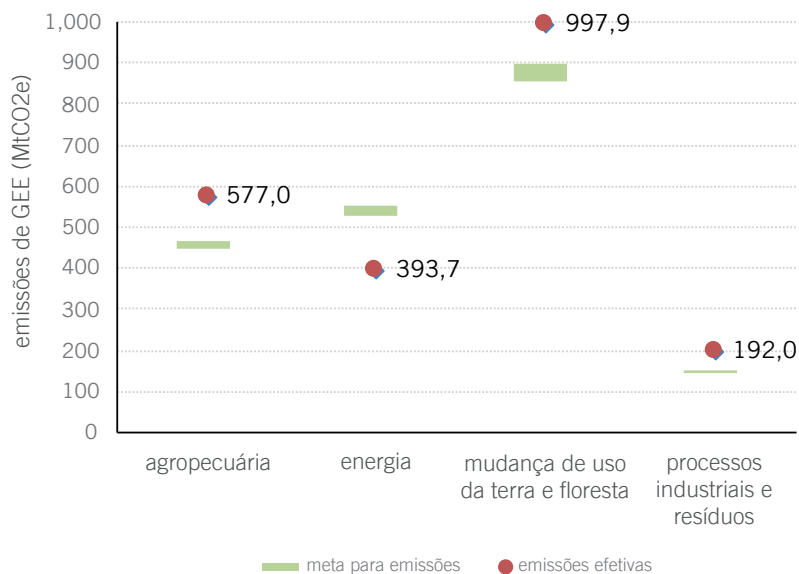


Figura 3: Emissões brasileiras de GEE em 2020: observado e intervalos das metas pré-estabelecidas

Fontes: Decreto 7.390, de 2010 e Observatório do Clima. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Essa experiência demonstra que é muito difícil projetar as emissões futuras de GEE, sendo ainda mais desafiador elaborar e implementar planos muito específicos de mitigação das emissões muitos anos à frente.²

Na Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima, realizada em dezembro de 2015, em Paris (COP-21), foram firmados novos compromissos para a redução de GEE. Este conjunto de compromissos passou a ser conhecido como o **Acordo de Paris**. No ano seguinte o Acordo foi aprovado pelo Congresso Nacional brasileiro (**Decreto Legislativo 140/2016**) e promulgado em 2017 (**Decreto 9.073**).

O Acordo de Paris estabeleceu que cada país cossignatário deve “comunicar uma contribuição nacionalmente determinada a cada cinco anos” (Artigo 4º, parágrafo 9º). Em 21 de setembro de 2016, o Brasil submeteu a sua “Contribuição Determinada Nacionalmente Pretendida” (**Intended Nationally Determined Contribution – NDC**)³ que se resume em duas metas para as emissões de GEE em relação ao nível aferido em 2005:

- redução das emissões em 37% até 2025; e
- redução das emissões em 43% até 2030.

Em 09 de dezembro de 2020, o Brasil confirmou a sua *NDC*, afirmando que tais metas são compatíveis com o objetivo de se atingir “neutralidade climática até 2060”.

Em 08 de fevereiro de 2022, no entanto, o Brasil revisou a sua *NDC*:

- mantendo a meta de redução de 37% das emissões de GEE até 2025; e
- acelerando a redução de emissões de GEE para 50% até 2030 (em comparação com os 43% anunciados previamente); e
- antecipando para 2050 (em vez de 2060) a meta de alcançar a “neutralidade climática”.

² É importante destacar que o Decreto 7.390 foi substituído pelo Decreto 9.578, de 2018, mas as metas foram mantidas no novo decreto. Uma das principais inovações do novo decreto foi a definição de uma estrutura de governança para gerir as iniciativas, bem como a regulamentação do Fundo Nacional de Mudanças Climáticas que antes era regulamentado em decreto separado (Decreto 7.343, de 2010).

³ Os registros das NDCs (Contribuição Determinada Nacionalmente) de cada país podem ser consultados no site da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (NDC Registry of the United Nations Framework Convention on Climate Change - UNFCCC): <https://unfccc.int/NDCREG>.

Desta vez, o Brasil optou por estabelecer metas globais, abrangendo a economia como um todo e sem entrar em metas específicas por setores econômicos. Ainda busca-se instrumentar a redução de metas com iniciativas em nível setorial, mas com o objetivo de se estabelecer um **mercado de carbono** unificado.

O setor de energia foi escolhido como um dos pontos de partida para o desenvolvimento do mercado de carbono. Por meio da **Medida Provisória 998**, o governo determinou a formulação de um conjunto de diretrizes para viabilizar a criação de um mecanismo de mercado com o objetivo de promover a redução de emissões de GEE:

“O Poder Executivo federal definirá diretrizes para a implementação no setor elétrico de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais relacionados à baixa emissão de gases causadores do efeito estufa, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, no prazo de doze meses, contado de 1º de setembro de 2020.” (§1º-E do art. 4º).

Posteriormente, o Congresso converteu esta Medida Provisória na Lei 14.120 com um mandato mais genérico, determinando a implementação de um mecanismo para levar em consideração os “benefícios ambientais” dos empreendimentos de geração elétrica, mas com a perspectiva de futura integração de tal mecanismo com a de outros setores da economia:

“Art. 4º O art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, passa a vigorar com a seguinte redação:

[...]

§ 1º-G. O Poder Executivo federal definirá diretrizes para a implementação, no setor elétrico, de mecanismos para a consideração dos benefícios ambientais, em consonância com mecanismos para a garantia da segurança do suprimento e da competitividade, no prazo de 12 (doze) meses, contado a partir da data de publicação deste parágrafo.

§ 1º-H. As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo não disporão sobre os empreendimentos de que tratam os §§ 1º, 1º-A, 1º-B e 1º-C deste artigo.

§ 1º-I. As diretrizes de que trata o § 1º-G deste artigo deverão prever a possibilidade futura de integração dos mecanismos nele referidos a outros setores, observada a articulação dos Ministérios envolvidos.”

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) foi comissionada para elaborar as diretrizes que foram disponibilizadas para argumentação na **Consulta Pública 118/2022 do Ministério de Minas e Energia**. Alguns dos destaques das diretrizes propostas são os seguintes:

- Prevê-se a adoção de um **Sistema de Comércio de Emissões (SCE)**, com formato teto-e-comércio de certificados (*cap-and-trade*).
- O teto para as emissões de GEE seria gradualmente reduzido de forma a convergir para os valores firmados nos compromissos da NDC do Brasil (EPE, 2022).
- Previu-se ainda a necessidade de se estabelecer um sistema de mensuração e verificação das emissões efetivas e uma estrutura de governança para o mercado de carbono.
- A fim de acelerar o processo, também se previu a criação de mecanismos para a aquisição de “Certificados de Energia Renovável” e “instrumentos de finanças verdes”, além da adoção de “estratégias de comunicação e engajamento”.

Embora a estratégia de implementação setorial de medidas de redução de GEE facilite a construção de soluções considerando as especificidades das diversas atividades econômicas, é absolutamente necessário que o SCE abranja todos os setores relevantes.

A Figura 4 apresenta a origem das emissões de gases efeito estufa no Brasil (em toneladas de dióxido de carbono equivalentes – tCO₂e). Percebe-se que as atividades ‘mudança de uso da terra e floresta’ e ‘agropecuária’ respondem por 73% das emissões no país. Logo, uma redução relevante das emissões de GEE no país só será alcançado se essas duas atividades forem contempladas.

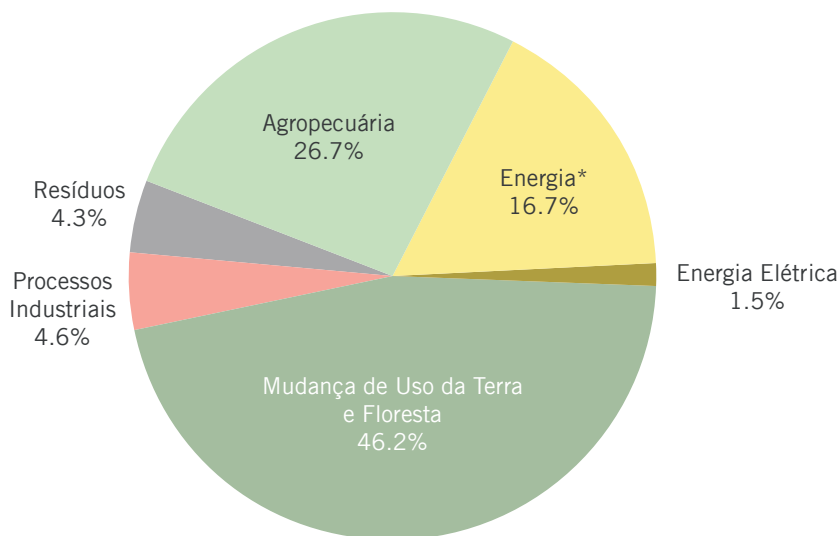


Figura 4: Emissão de gases efeito estufa por atividade no Brasil (2020)

Fonte: Observatório do Clima - SEEG (2020). Elaboração: Instituto Acende Brasil

As atividades abrangidas na categoria “energia” respondem por 18% das emissões. No entanto, esta nomenclatura pode ocasionar confusão, pois a geração de energia elétrica – que a maioria das pessoas geralmente associaria ao termo ‘energia’ – responde por apenas 1,5% das emissões. A maior parte das emissões englobadas nesta classe advém dos transportes, responsável por 8,6% das emissões no país; seguida de usos energéticos da indústria (2,8%) e da produção de combustíveis (1,8%).

Com essa breve contextualização é possível avançar para as proposições para o próximo governo.

2.2 REDUÇÃO DAS EMISSÕES DE GASES EFEITO ESTUFA

A seguir apresentam-se propostas concretas para reduzir as emissões de GEE oriundas do setor elétrico.

2.2.1 ELIMINAÇÃO DO SUBSÍDIO PARA CARVÃO MINERAL NACIONAL

O primeiro passo para a redução das emissões deve focar nas fontes mais caras e que apresentem maiores emissões. Não faz sentido promover uma fonte que, além de não ser competitiva, apresenta grandes externalidades negativas.

Embora as emissões relacionadas a cada fonte variem em função da tecnologia empregada em cada usina e da qualidade do combustível provida pelo fornecedor, tipicamente pode-se ordenar as fontes de maior a menor emissão de gases efeito estufa desta forma (Bruckner T. et al., 2014: p. 538-539):

- **carvão mineral:** com emissões da ordem de 675 a 1.689 gramas de gás carbônico equivalente por quilowatt-hora de energia elétrica produzida (gCO₂eq/kWh);
- **derivados de petróleo (óleo combustível e óleo diesel):** 510 a 1.170 gCO₂eq/kWh; e
- **gás natural:** 290 a 930 gCO₂eq/kWh.

A **Lei 10.438** de 2002 prevê subsídio a ser custeado pela Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para “promover a competitividade da energia produzida a partir da fonte carvão mineral nacional nas áreas atendidas pelos sistemas interligados” (inciso V do art. 13).

Trata-se de um subsídio antigo, instituído pela **Lei 5.899** de 1973, cujo objetivo era de ratear os custos da complementação hidrelétrica provida pelas termelétricas.

O subsídio passou a ser contabilizado na Conta Custo de Combustíveis – Carvão (CCC-Carvão), que atualmente é uma subconta do encargo CDE. Em 2022, o valor orçado para cobrir este subsídio foi de R\$ 898 milhões⁴, cerca de 3% da CDE em 2022 (vide Figura 15).

O subsídio deveria ser eliminado até 2005 (17 anos atrás), mas o §2º do artigo 11 da **Lei 9.648** de 1998 permite que o subsídio seja estendido para empreendimentos que “venham a ser objeto de nova outorga”. Portanto, um primeiro passo para reduzir as emissões de gases efeito estufa pelo setor elétrico seria a extinção deste subsídio para a exploração do carvão mineral.

PROPOSTA 1.1

Eliminar a possibilidade de concessão de subsídio para novas outorgas de geração termelétrica a carvão mineral

2.2.2 REDUZIR O PRAZO DE CONTRATAÇÃO COMPULSÓRIA DE GERAÇÃO TERMELÉTRICA A CARVÃO MINERAL DE SANTA CATARINA

A recém promulgada **Lei 14.299** de 05/jan/2022, entre outros comandos, introduziu o sugestivo “Programa de Transição Energética Justa (TEJ)” cujo objetivo é: “preparar a região carbonífera do Estado de Santa Catarina para o provável encerramento, até 2040, da atividade de geração termelétrica a carvão mineral nacional” (art. 4º).

O programa prevê a prorrogação da outorga do Complexo Termelétrico Jorge Lacerda – que expiraria ao final de 2024 – por mais 15 anos (art. 6º) via contratação compulsória na modalidade de Energia de Reserva. A medida também prevê a possibilidade de “continuidade da geração termelétrica a carvão com emissões líquidas de carbono iguais a zero a partir de 2050”.

⁴ Nota Técnica nº 61/2022-SGT-SRG-SFF-SRD/ANEEL.

Note-se que o texto da Lei 14.299/2022 define um conselho para implementação do TEJ composto dos seguintes órgãos e entidades:

§ 2º O TEJ será implementado por meio do Conselho do TEJ, formado por representantes dos seguintes órgãos e entidades:

I - Casa Civil da Presidência da República, que o coordenará;

II - Ministério de Minas e Energia;

III - Ministério do Meio Ambiente;

IV - Ministério do Desenvolvimento Regional;

V - Governo do Estado de Santa Catarina;

VI - Associação dos Municípios da Região Carbonífera (AMREC) de Santa Catarina;

VII - Sindicato da Indústria de Extração de Carvão do Estado de Santa Catarina (Siecesc);

VIII - Associação Brasileira do Carvão Mineral (ABCM);

IX - Federação Interestadual dos Trabalhadores na Indústria da Extração do Carvão no Sul do País.

Chama a atenção o fato de que a composição acima não inclua o Ministério da Economia e a própria Aneel, responsáveis, respectivamente, pela avaliação do efeito de externalidades negativas desse programa sobre a economia e pelo impacto tarifário do programa para os consumidores. Note-se também a inclusão de sindicatos e associações classistas interessadas na continuidade da atividade carbonífera, mas nenhuma associação representante dos consumidores que arcarão com o custo da prorrogação dessa atividade.

A extensão do contrato por 15 anos é excessivamente longa: em vez de ensejar o encerramento da exploração de carvão, ela dá novo fôlego para a atividade, algo que não faz sentido, dadas as externalidades associadas às emissões de GEE e o sobrecusto que impõe aos consumidores de energia elétrica. Em 2022, por exemplo, os subsídios para a geração com carvão mineral nacional previstos no orçamento da Conta de Desenvolvimento Energético foi destinado a termelétricas com 1,1 GW de potência disponível, o que equivale a cerca de R\$ 93/MWh gerado.

Além disso, após o período de transição, a continuidade da geração termelétrica só deveria ser admitida se fosse obtida uma solução economicamente viável que neutralizasse as emissões líquidas do empreendimento. Neste sentido, a legislação deveria ser revisada para prever:

- encurtamento do prazo da prorrogação da termelétrica Jorge Lacerda para cinco anos a partir do fim do atual contrato (até 2030); e
- admissão de prorrogações adicionais apenas com a adoção de medidas que resultem em emissões líquidas de carbono iguais a zero a partir de 2030.

PROPOSTA 1.2

Encurtar o prazo para implementação do Programa de Desativação e Descomissionamento de Instalações de usinas de geração termelétrica a carvão mineral nacional previsto pela Lei 14.299/2022 para acelerar o processo de redução de emissões de GEE

2.2.3 SUBSTITUIÇÃO DAS TERMELÉTRICAS MAIS POLUENTES

Nos próximos anos, grande parte do parque gerador termelétrico chegará ao final do prazo de suas outorgas. Isso proporciona uma grande oportunidade para substituição das termelétricas que emitem mais GEE por termelétricas menos poluentes ou por outras fontes que não emitem GEE.

Com base nos registros do Modelo de Decisão de Investimento empregado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) na elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia, 15,5 GW de geração termelétrica chegará ao final de suas respectivas outorgas até dezembro de 2026. Isso corresponde a 65% dos 23,8 GW da potência instalada das termelétricas centralizadas em operação atualmente. Trata-se de uma janela de oportunidade que não deve ser desperdiçada.

A Figura 5 mostra a composição da potência instalada termelétrica em operação por combustível. A parcela da potência instalada de termelétricas cujas outorgas expirarão nos próximos quatro anos é indicada pelas áreas hachuradas (a lista dos empreendimentos com contratos vencendo é apresentada no Anexo I).

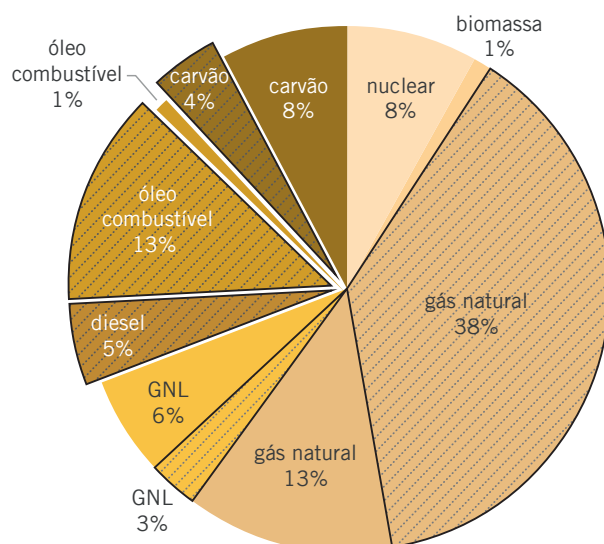


Figura 5: Termelétricas em operação por combustível

Fonte: EPE (2022a) – Planilha de dados de entrada do Modelo de Decisão de Investimento.

Até o final de 2026 seria possível retirar de operação grande parte das termelétricas mais poluentes:

- 100% das termelétricas a óleo diesel;
- 94% das termelétricas a óleo combustível; e
- 36% das termelétricas a carvão.

Neste período, também chegarão ao final de seus contratos:

- 32% das termelétricas a gás natural liquefeito (GNL); e
- 78% das termelétricas a gás natural.

No caso das termelétricas menos poluentes em fim de contrato, pode ser desejável efetuar a modernização das unidades geradoras para operarem mais alguns anos, com uma Receita Fixa reduzida, contribuindo para a confiabilidade do sistema a um custo mais competitivo. Além disso, algumas usinas podem ter maior facilidade para operar de forma mais flexível.

A substituição das termelétricas mais poluentes não só contribuiria para a redução das emissões, mas também para a redução de custos de operação, já que elas tendem a ser as usinas que apresentam maior Custo Variável Unitário. A Figura 6 mostra a distribuição da potência instalada destas mesmas usinas classificadas por faixa de Custo Variável Unitário (CVU). Percebe-se que 28% apresentam CVU superior a R\$ 500/MWh.

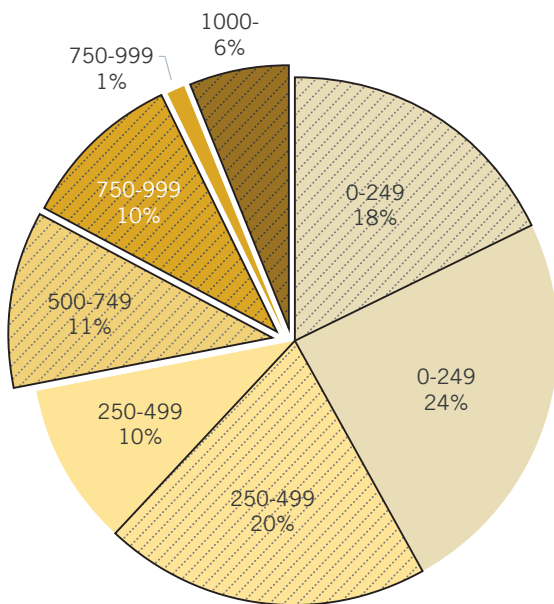


Figura 6: Termelétricas em operação por Custo Variável Unitário

Fonte: EPE (2022a) – Planilha de dados de entrada do Model de Decisão de Investimento.

Mantendo-se a mesma convenção da Figura 5, as áreas hachuradas representam as parcelas da potência instalada de termelétricas cujas outorgas expirarão até o final do ano de 2026. Portanto, nos próximos anos seria possível substituir até 97%⁵ das termelétricas com CVU superior a R\$ 500/MWh.

Além de reduzir as emissões e os custos, a substituição destas usinas mitigaria a incerteza quanto aos custos futuros, já que os Custos Variáveis Unitários destas usinas são indexados a preços dos combustíveis que apresentam elevada volatilidade.

PROPOSTA 1.3

Substituir por fontes menos poluentes as termelétricas que emitem mais GEE e cujos contratos expirarão nos próximos anos

Em regiões remotas, caracterizadas por grande dispersão de consumidores, ou que apresentem restrições técnicas ou ambientais que impeçam o atendimento por rede convencional, o fornecimento de energia a partir do Sistema Interligado Nacional não é economicamente viável. Nestes casos, opta-se pelo fornecimento por Sistemas Isolados.

Em 2012, a Aneel estabeleceu uma regulação alternativa para acomodar duas formas inovadoras para o atendimento de consumidores em Sistemas Isolados (**Resolução 493/2012** –posteriormente incorporado no Capítulo IV da Resolução 1.000/2021):

- **Microsistema Isolado de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI)**, que consiste de uma microrrede de distribuição suprida por fonte de energia renovável intermitente; e
- **Sistema Individual de Geração de Energia com Fonte Intermitente (SIGFI)**, que consiste de suprimento por meio de geração instalada na unidade consumidora de fonte renovável intermitente.

⁵ Dos 28% das termelétricas com CVU superior a R\$ 500/MWh, 27% tem contratos expirando até o final de 2026.

Tais sistemas são instalados, operados e mantidos pela distribuidora local, sendo dimensionados e operados sob exigências de confiabilidade diferenciadas para contemplar as especificidades associadas a estas alternativas.

Esses meios alternativos de atendimento de consumidores em áreas remotas e de alta dispersão (i.e. MIGDI e SIGFI) devem ser priorizados. A Lei 14.182, de 12 de julho de 2021, prevê aportes anuais de R\$ 295 milhões nos próximos dez anos para promover iniciativas deste tipo:

“[...] redução estrutural de custos de geração de energia na Amazônia Legal e de navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins que receberão o aporte de recursos para o cumprimento da medida de que trata a alínea ‘b’ do inciso V do caput do art. 3º desta Lei serão estabelecidos por comitê gestor, presidido por representante indicado pelo Ministro de Estado de Minas e Energia, a ser instituído em regulamento do Poder Executivo federal, considerados, para a geração de energia na Amazônia Legal, para o desenvolvimento de projetos de energia renovável ou a partir de combustível renovável e para as interligações de localidades isoladas e remotas.” (Lei 14.182, Art. 7º, § 1º).

Tais medidas não só contribuiriam para redução das emissões de GEE, mas também serviriam para:

- ampliar a universalização do serviço de fornecimento de energia elétrica; e
- reduzir o custo com o fornecimento de combustível para as termelétricas a óleo combustível ou óleo diesel que tradicionalmente são empregadas para atender tais comunidades e cujos custos são subsidiados por todos os consumidores por meio do encargo tarifário Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Em 2022, este subsídio foi de R\$ 8,9 bilhões, respondendo por 34% da CDE (vide Figura 15).

PROPOSTA 1.4

Promover o atendimento de Sistemas Isolados com fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia em vez de termelétricas a óleo combustível e óleo diesel, conforme possibilidade já prevista na Lei 14.182/2021

2.2.4 REGULAMENTAÇÃO DO MERCADO DE CARBONO

A dificuldade para promover a redução de emissões de GEE varia muito de uma atividade para outra. Algumas atividades dispõem de alternativas tecnológicas que permitem reduzir as emissões a um custo não muito superior ao de meios atualmente empregados. Já há outras atividades para as quais não há alternativas ou para as quais as alternativas são extremamente caras. Portanto, a forma mais eficiente de se promover a descarbonização é por meio de mecanismos de mercado que permitam reduções de emissões diferenciadas em função do custo associado a cada atividade.

Uma das formas para se implementar tais mecanismos é pelo sistema conhecido como “teto-e-comércio” (*cap-and-trade*), no qual são distribuídas permissões para emissão de GEE aos agentes econômicos.

Os agentes econômicos que reduzirem suas emissões para níveis inferiores ao das permissões concedidas podem então comercializar as permissões não utilizadas (i.e. “créditos de carbono”) para outros agentes econômicos. Assim, promove-se uma redução maior de emissões de GEE em atividades em que a mitigação pode ser alcançada com relativa facilidade, compensando assim as reduções de emissões mais modestas nas atividades em que a redução de emissões é muito custosa.

Há, no entanto, alguns cuidados que precisam ser levados em conta na concepção das regras a serem adotadas neste tipo de mecanismo de mercado.

No sistema elétrico, a geração termelétrica não é ditada pelos agentes individuais, mas sim pelas necessidades sistêmicas. A maioria das termelétricas opera com baixa taxa de utilização (fator de capacidade) em condições normais que prevalecem em grande parte do tempo, mas em períodos de estiagem podem ser acionadas de forma muito intensiva, ocasionando forte elevação das emissões.

Isto significa que as emissões de termelétricas podem variar muito de um ano a outro. Além disso, estas variações no despacho termelétrico são ditadas por fatores fora do controle do proprietário da termelétrica.

A Figura 7 ilustra este fenômeno: entre 1999 e 2011, as emissões do setor elétrico giravam ao redor de 20 a 25 milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano (tCO₂e/ano), mas entre 2012 e 2018, as emissões de GEE saltaram para a faixa de 35 a 70 milhões de tCO₂e/ano.

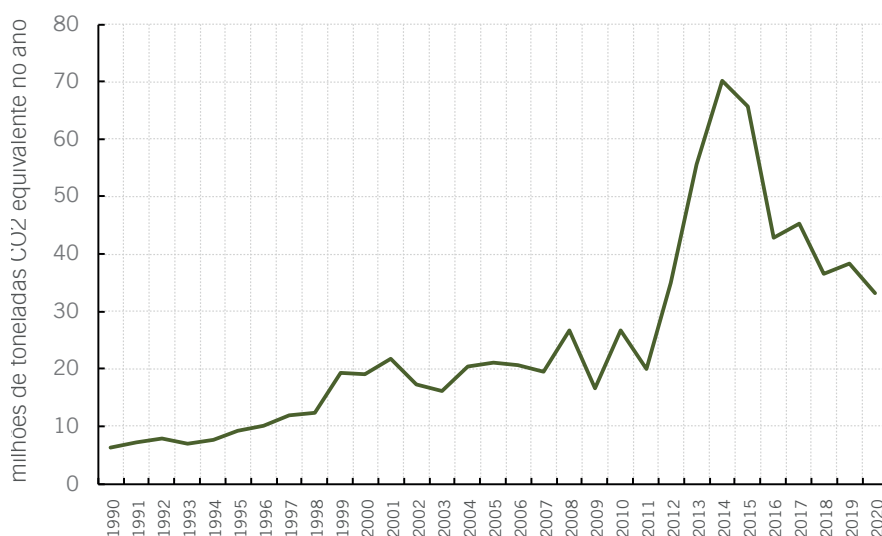


Figura 7: Emissões anuais de GEE decorrentes da geração elétrica no Brasil

Fonte: Observatório do Clima - SEEG (2020). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Se as regras do mercado de carbono exigissem a apresentação de permissões equivalentes às emissões em cada momento, as termelétricas poderiam enfrentar grandes dificuldades nos períodos secos, pois seriam obrigadas a adquirir uma grande quantidade de permissões adicionais. Se houver baixa liquidez no mercado de carbono nos períodos de estiagem, quando as termelétricas estão sujeitas a acionamento mais intenso, os preços das permissões poderão atingir níveis que superam a sua capacidade de pagamento.

A fim de evitar tais situações, é imprescindível que as regras do mercado de carbono permitam realizar a apresentação de permissões para as emissões realizadas de forma interanual, ou seja:

- considerando uma média móvel das emissões passadas compreendendo um período de vários anos; ou
- permitindo que a apresentação das permissões seja escalonada no tempo de forma que as permissões relativas a um determinado ano sejam empregadas para compensação de emissões em outro ano.

PROPOSTA 1.5

Regulamentar o mercado de carbono de forma a permitir a utilização de permissões para compensação de emissões de GEE de forma interanual entre todos os setores da economia

2.3 PROMOVER SUMIDOUROS DE CARBONO

A **Política Nacional sobre Mudança do Clima**, instituída pela Lei 12.187 de 29 de dezembro de 2009, prevê várias formas de mitigação das mudanças climáticas: além da redução das emissões de GEE (abordadas na seção anterior), há também a possibilidade de se promover a absorção de GEE na atmosfera por meio de **sumidouros**, que a Lei define como “processo, atividade ou mecanismo que remova da atmosfera gás de efeito estufa, aerossol ou precursor de gás de efeito estufa”.

Uma das formas de absorção de GEE é por meio de reflorestamento, sendo que no setor elétrico já há previsão de programas visando a este fim. A **Lei 14.182/2021** (art. 3º, V) instituiu dois programas cujos objetivos são promover:

- a “revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba”; e
- a “revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas, definidas conforme o inciso V do caput do art. 1º da Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas”.

Os artigos 6º e 8º desta Lei preveem aportes anuais de R\$ 350 milhões e R\$ 230 milhões, respectivamente, para financiar estes dois programas nos próximos dez anos, especificando que:

“[...] o cumprimento da medida de que trata a alínea a do inciso V do caput do art. 3º desta Lei será estabelecido por comitê gestor, presidido por representante indicado pelo Ministro de Estado do Desenvolvimento Regional, a ser instituído em regulamento do Poder Executivo federal, com foco em ações que gerem recarga das vazões afluentes e ampliem a flexibilidade operativa dos reservatórios, sem prejudicar o uso prioritário e o uso múltiplo dos recursos hídricos.” (Lei 14.182, Art. 6º, § 1º e art. 8º, § 1º).

Uma das formas mais eficazes para estabilizar as vazões afluentes e preservar a capacidade de armazenamento nos reservatórios hidrelétricos é com o reflorestamento das matas ciliares dos cursos d’água. O reflorestamento corrobora tanto para a redução da erosão (que acaba assoreando os reservatórios) quanto para a elevação da absorção das águas das chuvas, resultando em vazões afluentes mais estáveis.

Cabe ao Poder Executivo regulamentar e gerir estes programas de forma a assegurar um bom uso dos recursos previstos. Projetos de reflorestamento devem fazer parte destes programas. A absorção de GEE proporcionada por estes programas deve ser abatida das emissões de GEE aribuídas ao setor elétrico.

PROPOSTA 1.6

Regulamentar os programas de revitalização de recursos hídricos previstos na Lei 14.182/2021 para promover projetos de reflorestamento que sirvam também como sumidouros de GEE, creditando as reduções de GEE resultantes destes programas no total de emissões do setor elétrico

2.4 PROMOVER A INDÚSTRIA ABASTECIDA COM ENERGIA VERDE

O Brasil tem o potencial de se tornar um grande exportador de “energia verde”, isto é, da venda de produtos e insumos produzidos com fontes renováveis. Nosso país dispõe de ampla disponibilidade de recursos energéticos naturais que poderiam ser explorados para produzir energia de forma sustentável e sem emitir GEE.

Mas, para que este potencial tenha a possibilidade de ser explorado, é necessário:

- zelar pela competitividade da indústria de energia, promovendo uma exploração eficiente dos recursos energéticos e – principalmente – contendo a imposição de encargos e tributos que oneram a produção de energia elétrica no Brasil (tema abordado na seção 3); e
- estabelecer mecanismos de certificação e monitoramento da produção realizada com “energia verde”.

A certificação acima proposta requer a segregação das fontes da energia elétrica consumidas por cada consumidor. Essa segregação é complexa, pois os fluxos de energia nas redes de transmissão e distribuição seguem propriedades da Física (Leis de Kirchhoff) que independem dos compromissos contratuais estabelecidas pelos agentes.

Mesmo que se queira realizar uma contabilização das fontes da energia elétrica consumida por cada agente com base nas suas transações comerciais, há complexidades.

Em primeiro lugar, uma parcela da energia consumida por cada consumidor advém de transações realizadas no mercado de curto prazo da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Trata-se da liquidação de diferenças entre os montantes contratados e efetivamente produzidos e consumidos pelos agentes a cada instante. O consumidor não tem como controlar a fonte da energia adquirida nestas transações, pois ela advém de um conjunto de usinas de geração que estavam disponíveis para atender àqueles requisitos naquele momento.

Em segundo lugar, há uma parcela da contratação do suprimento de energia elétrica que é realizada de forma centralizada por meio de usinas:

- contratadas como reserva de capacidade de potência e energia; e
- contratadas para fornecer serviços ancilares.

Dadas estas questões, é preciso estabelecer um conjunto de regras e procedimentos que permitam uma contabilização das emissões de GEE relacionadas à energia consumida por cada consumidor.

PROPOSTA 1.7

Promover mecanismos que viabilizem a concepção de produtos produzidos com energia renovável sem emissões de GEE (“energia verde”), capitalizando a ampla disponibilidade de recursos energéticos naturais de nosso país

3 MODICIDADE E COMPETITIVIDADE

3.1 CONTEXTO

Nos últimos anos tem-se ouvido um clamor crescente dos consumidores pela redução da tarifa de energia elétrica. Este clamor surge do fato de que o comprometimento do orçamento familiar com o pagamento da conta de energia elétrica dobrou nos últimos dez anos: de 2,1%, em 2012, para 4,4%, em 2022, como pode ser constatado na Figura 8.

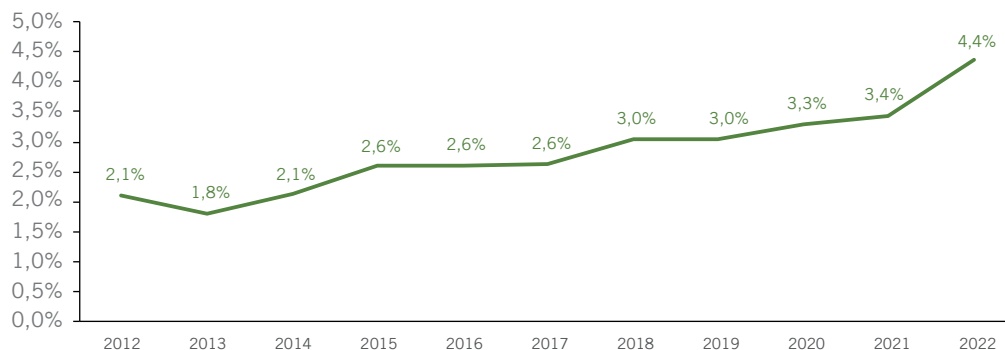


Figura 8: Evolução do comprometimento da renda familiar com a conta de energia elétrica

Fonte: Aneel (tarifa e consumo), IBGE (renda). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Quem vê este dado logo imagina que a tarifa de energia deve ter aumentado muito. A realidade dos números, no entanto, desmente essa conclusão: a tarifa residencial de energia elétrica aumentou 75% nestes dez anos: de R\$ 356/kWh (quilowatts-hora) para R\$ 623/kWh, elevação inferior à inflação do período.

Elevação da tarifa de eletricidade 5% inferior à inflação

Como pode-se observar na Figura 9, o aumento da **tarifa residencial média de energia elétrica** não diverge dos aumentos de preços observados nos demais bens e serviços na economia.

Comparando-se a tarifa residencial vigente em cada ano com a tarifa de 2012 corrigida pela taxa de inflação medida pelo Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), nota-se que ambos permanecem muito próximos. Na verdade, a tarifa residencial média no Brasil cobrada em 2022 foi de R\$ 623/kWh – valor inferior à tarifa de 2012 corrigida pelo IPCA, que corresponde a R\$ 653/kWh. Em outras palavras, a tarifa de energia, antes dos tributos, caiu 5% em termos reais.

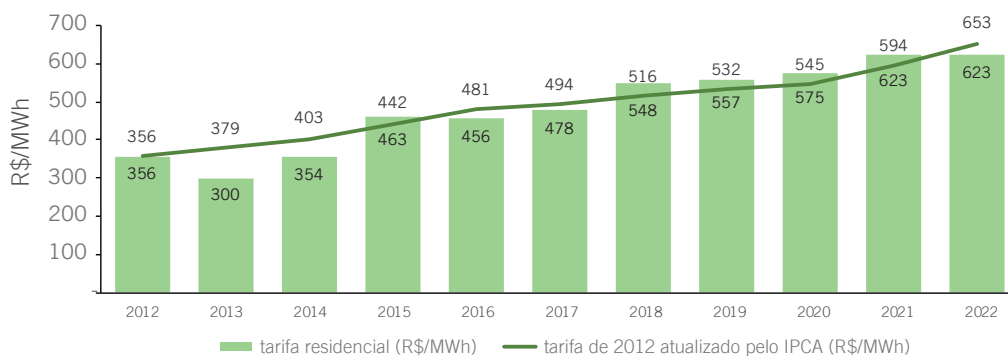


Figura 9: Evolução da tarifa residencial de energia elétrica e a inflação (IPCA)

Fonte: Aneel (tarifa), IBGE (inflação). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Mas permanece a dúvida: se a crescente participação dos gastos em energia elétrica no orçamento familiar não decorre de uma elevação real das tarifas, o que explicaria o fenômeno?

A resposta se encontra na Figura 10, na qual são apresentadas as evoluções:

- da conta média de energia elétrica dos consumidores residenciais;
- do consumo médio dos consumidores residenciais; e
- da renda média das famílias brasileiras.

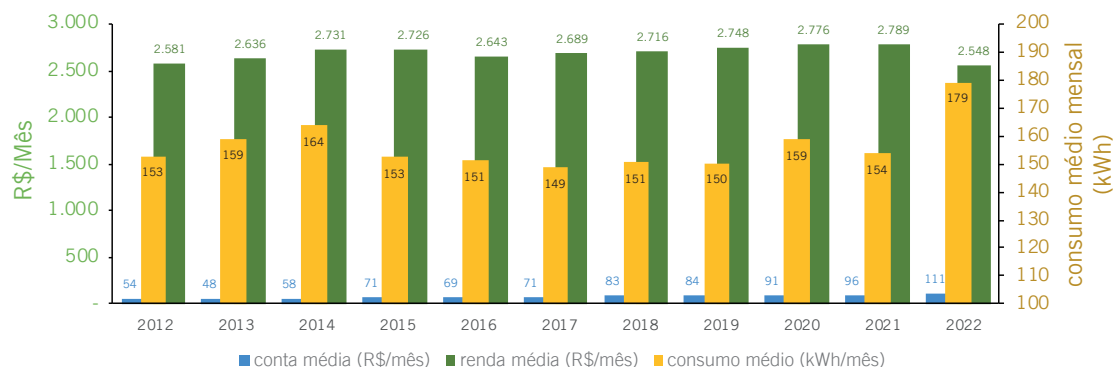


Figura 10: Evolução do consumo de energia, da renda e da conta média residencial

Fonte: Aneel (tarifa e consumo), IBGE (renda). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Entre 2012 e 2022, a **conta média mensal do consumidor residencial** de energia elétrica no Brasil aumentou 105% (de R\$ 54/mês a R\$ 111/mês). Isto corresponde a um aumento de 22 pontos percentuais superiores ao da inflação no período (que foi de 83%). No entanto, é crucial notar que o que explica este aumento da conta média acima da taxa de inflação não é a elevação da tarifa (que aumentou menos que a inflação), mas, sim, o aumento na quantidade de energia consumida pelas famílias.

Aumento de 17% do consumo médio de eletricidade das famílias brasileiras

Comparando-se o consumo de 2012 com o de 2022, verifica-se que o **consumo residencial médio** saltou de 153 kWh/mês para 179 kWh/mês: um aumento de 17%.

Um dos fatores que tem ajudado a impulsionar o aumento do consumo das famílias é o aumento de eletrodomésticos em posse dos consumidores residenciais. No Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2022b, Box 2-2, p. 45-46), apresentam-se dados da Pesquisa de Posse e Hábitos de Uso de Equipamentos Elétricos Residenciais (PPH) realizada em 2005 e novamente em 2019. Neste período de 15 anos, 14 dos 26 aparelhos elétricos tiveram aumento no número de equipamentos nos domicílios. A Figura 11 mostra as categorias que apresentaram aumento do número de equipamentos.

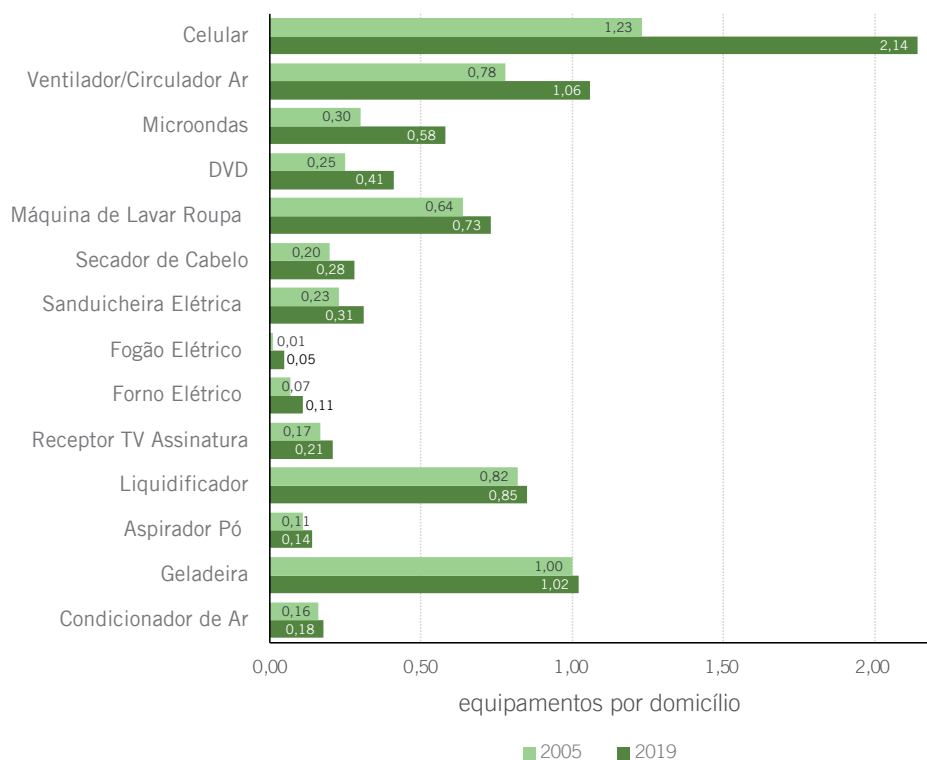


Figura 11: Posse de eletrodomésticos nos domicílios

Fonte: EPE (2022b). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Cabe destacar o aumento de 12,5% no número de condicionadores de ar, que, após as geladeiras, são os aparelhos que respondem pela maior parte do consumo residencial. Também se destaca o aumento de posse de ventiladores, fogões elétricos, máquinas de lavar roupa, celulares, secadores de cabelo, e micro-ondas.⁶

Redução real de 46% (ou redução nominal de 1%) da renda média do consumidor

Por fim, e mais relevante ainda, foi a evolução da **renda média do consumidor** no período. A renda média, que era de R\$ 2.581/mês em 2012, caiu para R\$ 2.548/mês em 2022: uma queda de 1% em termos absolutos, e de 46% em termos reais, quando se corrige o valor nominal pelo IPCA.

Ou seja, o principal fator que explica o aumento da participação da conta de energia elétrica no orçamento familiar foi o encolhimento da renda da família. Como os números da análise acima se referem a valores médios, o peso orçamentário da tarifa de energia elétrica aumentou de forma relevante para muitas famílias brasileiras.

Elevação do custo de produção de bens e serviços

Mas o custo de energia elétrica não onera o orçamento das famílias apenas pelo montante de energia elétrica consumida nos seus domicílios. Tão ou mais importante que o valor da tarifa diretamente percebida é o efeito indireto sobre as famílias quanto se considera o uso da eletricidade como insumo nos bens e serviços adquiridos pela população.

⁶ Nem todos os equipamentos elétricos apresentaram aumento. Entre os aparelhos que apresentaram redução destacam-se: ventilador de teto, ferros elétricos, batedeiras, radios e chuveiros elétricos. Também é importante ressaltar que o aumento do número de equipamentos nem sempre implica aumento do consumo de energia elétrica. Novos equipamentos tendem a ser mais eficientes, o que pode redundar em redução do consumo, mesmo com a ampliação do seu uso. Os casos mais notórios são as lâmpadas LED e as geladeiras.

Estudo realizado pela Ex Ante Consultoria Econômica⁷ indica que a energia elétrica representa 15,3% da cesta básica. Em alguns produtos o custo da energia elétrica é ainda mais relevante:

- 33,3% do custo da carne e do leite;
- 27,2% do custo do pão;
- 35,9% do custo do caderno;
- 14,8% do custo do lápis; e
- 24,5% do custo da borracha.

As famílias consomem mais energia elétrica indiretamente por meio dos bens e serviços que adquirem do que pelo seu consumo doméstico de energia elétrica.

Tarifa de energia elétrica brasileira comparada com as de outros países

A tarifa de energia elétrica não tem se elevado apenas em relação à renda das famílias. Comparações internacionais revelam que a tarifa brasileira aparece no primeiro quartil das tarifas mais altas (https://www.globalpetrolprices.com/electricity_prices/).

Este levantamento da GlobalPetroPrices leva em conta todos os componentes da tarifa, incluindo os componentes relativos à geração de energia, transporte (transmissão e distribuição), encargos ambientais, encargos de combustíveis (*fuel cost charges*) e tributos. As tarifas são então convertidas em dólar dos EUA para comparação entre países.

A Figura 12 mostra a **tarifa residencial** de energia elétrica (*for households*) no Brasil e em outros países com coloração degradê, partindo de uma coloração mais clara nos países com tarifas baixas, e subindo para uma coloração mais escura nos países com tarifas mais elevadas.

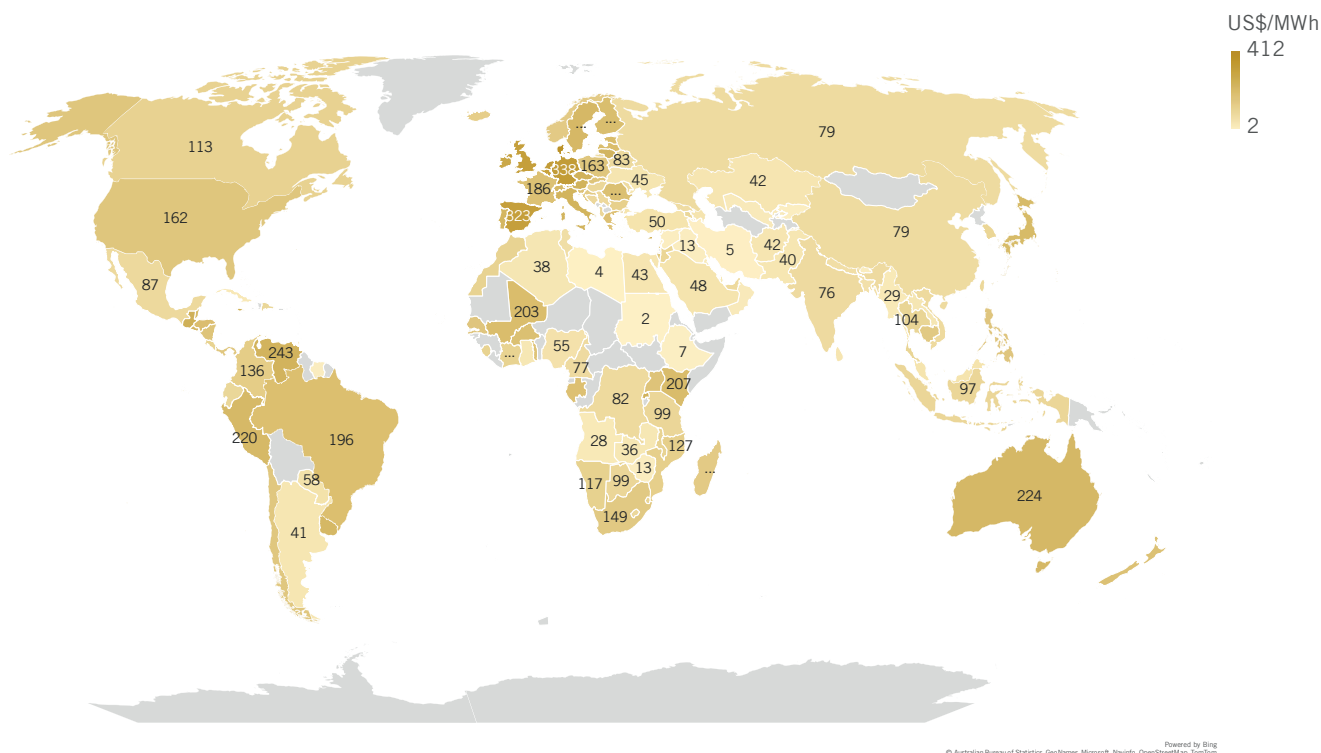


Figura 12: Tarifa residencial ao redor do mundo (US\$/MWh - 2021)

Fontes: GlobalPetrolPrices.com. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

⁷ Conforme reportado em <https://www.cnnbrasil.com.br/business/estudo-aponta-que-energia-e-responsavelpor-mais-de-20-do-custo-da-cesta-basica/>, 14/06/2022.

Em 2021, a tarifa residencial no Brasil situava-se entre as 39 (26%) mais caras do mundo neste levantamento que inclui dados de 147 países.

A situação é parecida para a **tarifa comercial** (*for business*): a tarifa brasileira situa-se entre as 34 (25%) mais caras dos 134 países com preços listados. A tarifa comercial considera o custo médio por megawatt-hora (MWh) consumido por estabelecimentos com consumo anual de 1.000 MWh por ano (o que equivale a uma carga média de 0,11 MW médios). As tarifas comerciais nos diversos países podem ser conferidas na Figura 13.

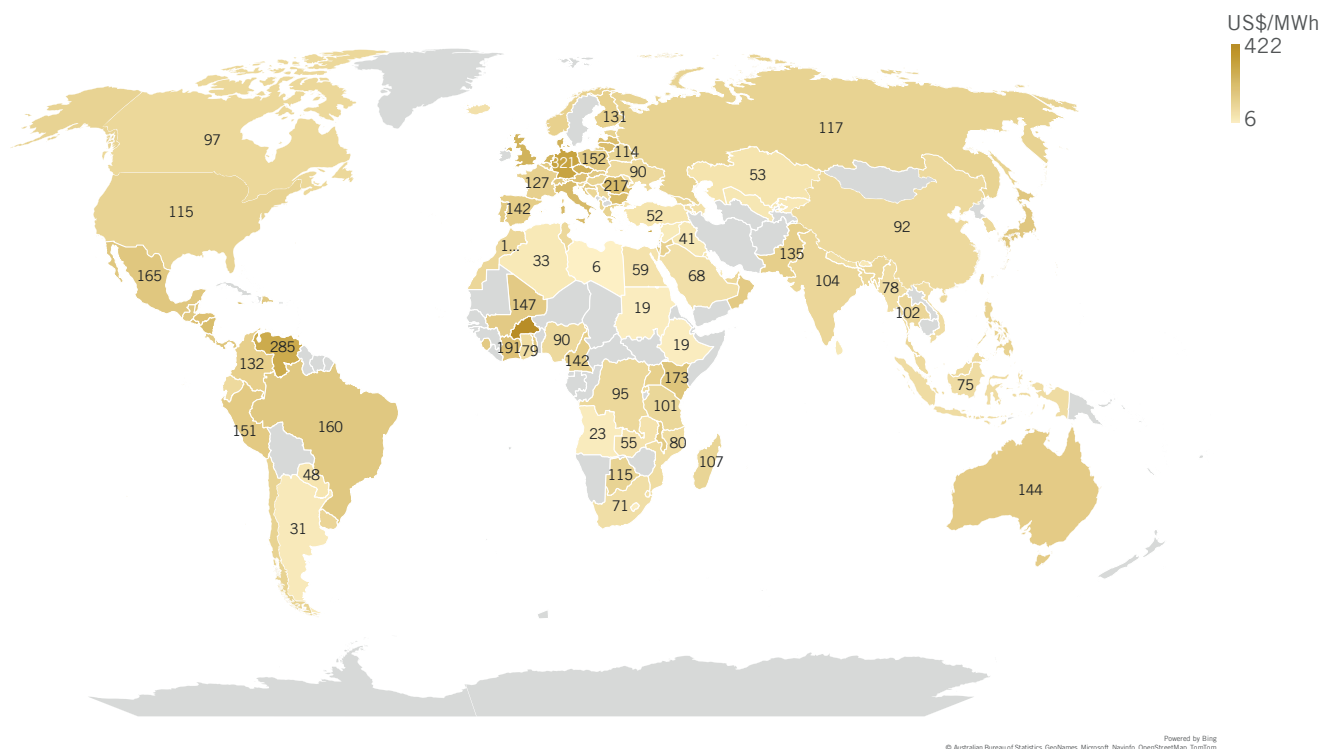


Figura 13: Tarifas comercial ao redor do mundo (US\$/MWh - 2021)

Fontes: GlobalPetrolPrices.com. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A elevada tarifa de energia elétrica não apenas onera o consumidor brasileiro, mas também compromete a competitividade do país, reduzindo a atratividade de seus bens e serviços no mercado internacional, o que acaba se traduzindo em menor emprego e renda.

As constatações acima evidenciam a importância de se buscar a modicidade e a competitividade da energia elétrica.

A boa notícia é que a obtenção de uma tarifa de energia elétrica mais módica está ao alcance de nossas mãos. Em 2021, os tributos e encargos setoriais cobrados ao longo da cadeia de fornecimento de energia elétrica correspondiam a 46% da tarifa de energia (PwC / Instituto Acende Brasil, 2022). Os tributos estaduais respondiam por 21%, os tributos federais por 14%, e os encargos por 10%, como pode ser observado na Figura 14.

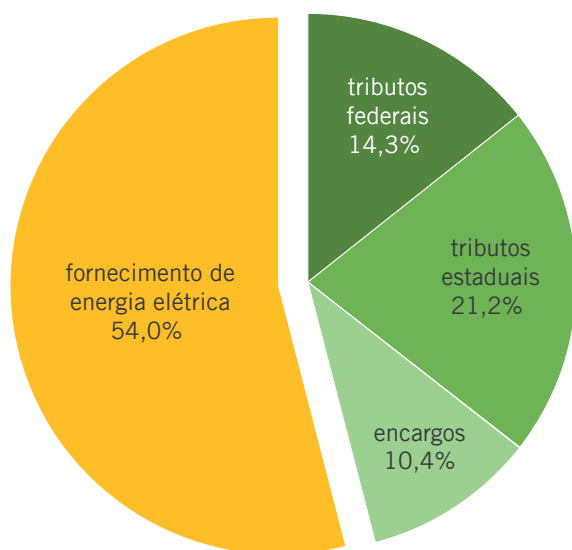


Figura 14: Carga de tributos e encargos na tarifa de energia elétrica

Fonte: PwC / Instituto Acende Brasil (2022).

Isto significa que a tarifa de energia elétrica pode ser reduzida substancialmente por meio de políticas públicas.

3.2 RACIONALIZAÇÃO DO SISTEMA TRIBUTÁRIO

3.2.1 CONTER A CARGA TRIBUTÁRIA SOBRE ENERGIA ELÉTRICA

Os impostos e contribuições cobrados pelas três esferas do governo (federal, estadual e municipal) ao longo de toda a cadeia do setor elétrico (PwC / Instituto Acende Brasil, 2022) tem se elevado ao longo das últimas décadas.

Vinte anos atrás, a carga tributária que incidia sobre o fornecimento de energia elétrica era inferior a 30% e desde então aumentou, estabilizando-se nos últimos anos em patamar que se situa entre 36 e 37%.

Comparando-se esta carga tributária com a carga tributária na economia como um todo, pode-se avaliar como o fornecimento de eletricidade é tributado relativo aos demais bens e serviços.

A carga tributária bruta do país, que considera a arrecadação total da União, Estados e Municípios dividida pelo Produto Interno Bruto (PIB), foi de 33,9% em 2021 (Secretaria do Tesouro Nacional, 2022). Isto significa que a energia elétrica é tributada cerca de 2 a 3 pontos percentuais a mais que a média dos bens e serviços na economia.

A tributação mais pesada de energia elétrica não está alinhada às melhores práticas de tributação, pois a eletricidade é um bem essencial para as famílias, o que tem resultado em uma tributação regressiva (i.e., que onera mais as famílias de menor renda). A energia elétrica também é um insumo básico empregado em todas as atividades econômicas, o que tem o efeito de eleva os custos de produção, comprometendo a competitividade do país.

A boa notícia é que essa distorção foi recentemente reduzida com importantes decisões que aprimoraram o regime tributário.

No final de 2021, o **Supremo Tribunal Federal** decidiu que é inconstitucional a cobrança de alíquota do ICMS superior à alíquota geral de cada estado (17% ou 18%) sobre as operações de fornecimento de energia elétrica e serviços de telecomunicação (**Recurso Extraordinário 714139**).

O texto constitucional permite a cobrança de alíquotas diferenciadas em função da essencialidade dos bens e serviços (cobrando-se alíquotas maiores dos supérfluos e menores dos essenciais). No julgamento, os ministros avaliaram que este “princípio da seletividade” estava sendo desvirtuado no caso da eletricidade e telecomunicações, tanto do ângulo da dignidade da pessoa humana, quanto do desenvolvimento nacional, por estarem entre os bens e serviços de primeira necessidade.

A decisão, de caráter de repercussão geral, foi modulada para produzir efeitos a partir de 2024, dando aos estados da federação a oportunidade de se adequar às consequências do nivelamento das alíquotas aplicadas sobre energia elétrica à alíquota geral.

No entanto, em junho de 2022, os deputados e senadores consideraram oportuno antecipar a redução das alíquotas de ICMS sobre energia elétrica por meio da **Lei Complementar 194**. Esta lei vedou a possibilidade de os estados fixarem alíquotas de ICMS⁸ sobre energia elétrica superiores à alíquota geral (por meio de inserção do artigo 18-A da Lei 5.172, de 1966, conhecido como o Código Tributário Nacional).

Além disso, a Lei Complementar 194 também isentou os serviços de transmissão, de distribuição e os encargos setoriais da incidência do ICMS.

Estas mudanças já começaram a mostrar os seus efeitos, corroborando para a desinflação (i.e., redução dos índices de preços) observada nos meses subsequentes da promulgação da Lei Complementar, mas seu efeito completo só será consolidado nos próximos meses, já que a isenção da transmissão, distribuição e encargos ainda não foi plenamente implementada pelos estados.

⁸ O ICMS é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços, principal tributo estadual.

O desafio futuro será manter a desoneração alcançada, já que a expectativa é de que haverá forte pressão das diversas esferas do governo, especialmente dos governadores, para reverter a queda arrecadatória.

PROPOSTA 2.1

Conter a elevação de alíquotas de tributos sobre serviços essenciais como a energia elétrica

3.2.2 SIMPLIFICAR O SISTEMA TRIBUTÁRIO

O custo da tributação não se resume à carga tributária. O sistema tributário também onera as empresas por meio dos custos de conformidade (compliance costs).

A multiplicidade de tributos, cada qual com sua base de cálculo, critérios e datas de pagamento, impõe custos significativos para as empresas na forma de empregados próprios alocados ou terceirizados (contadores, advogados tributaristas etc.) contratados para assegurar o cumprimento de todas as normas tributárias.

Além dos custos de transação impostos pela burocracia tributária, o que mais aflige as empresas é a insegurança jurídica que surge do complexo sistema tributário. A complexidade gera espaço para interpretações diferenciadas, o que pode resultar em passivos para as empresas.

Os tribunais brasileiros estão abarrotados de litígios tributários que levam anos a serem sanados. Estes processos acarretam custos para as empresas e são fonte de incerteza, o que eleva o custo de se fazer negócios no país.

Portanto, uma reforma tributária que simplificasse o sistema – consolidando tributos – e que seguisse princípios básicos e com regras universais seria muito benéfico para a economia.

Nos últimos anos, a discussão sobre uma reforma tributária tem amadurecido, havendo duas propostas promissoras: a **Proposta de Emenda Constitucional (PEC) 45/2019**, que tramita na Câmara dos Deputados, e a **PEC 110/2019**, que tramita no Senado Federal. Ambas buscam consolidar os tributos, harmonizar as regras tributárias e simplificar a burocracia tributária.

PROPOSTA 2.2

Promover a reforma tributária que simplifique a tributação e a torne mais eficiente, reduzindo os custos de conformidade das atividades produtivas

3.3 PROMOVER A REDUÇÃO DE ENCARGOS

3.3.1 DIRECIONAR RECURSOS DA RENOVAÇÃO DE CONCESSÕES PARA A MODICIDADE TARIFÁRIA

A legislação prevê que a exploração dos potenciais hidrelétricos possa ser feita por meio de concessões onerosas.

As rendas obtidas destas concessões são tipicamente direcionadas em benefício da União, mas o custo final da energia elétrica para o consumidor poderia ser reduzido substancialmente se estas rendas passarem a ser direcionadas para abater outros encargos.

Isso tem sido feito em alguma medida nos últimos anos com o direcionamento de parte dos recursos obtidos na outorga de novas concessões para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Por exemplo, a **Lei 14.182**, que regulamentou a desestatização da Eletrobras, destinou 50% do valor adicionado à concessão pelos novos contratos à CDE, o que permite reduzir as cotas da CDE cobrada dos consumidores de energia elétrica.

Melhor ainda é a proposta do **Projeto de Lei 414/2021**, em tramitação na Câmara dos Deputados, que prevê a destinação de pelo menos dois terços do valor estimado de novas concessões hidrelétricas para a CDE.

PROPOSTA 2.3

Assegurar que as rendas auferidas de concessões sejam direcionadas para reduzir os encargos e as tarifas de transporte de energia

3.3.2 REDUZIR OS SUBSÍDIOS CUSTEADOS POR ENCARGOS

Há uma série de descontos tarifários concedidos pela legislação que são arcados por encargos cobrados na conta de energia elétrica. Em 2021, estes subsídios cruzados somaram R\$ 27,2 bilhões, sendo que até novembro de 2022 a mesma soma chegava a R\$ 26,3 bilhões.

A concessão de benefícios deste tipo é muito popular entre parlamentares, pois proporciona uma forma de atender às demandas de grupos de pressão (benefício concentrado) às custas da maioria da população (custo pulverizado).

Além disso, por serem medidas autofinanciadas pela conta de energia elétrica, tais medidas não precisam passar pelo processo de priorização orçamentária, o que facilita a sua tramitação nas comissões do legislativo.

A Figura 15 apresenta a composição destes subsídios cruzados no ano de 2022, divididos em seis categorias:

- I. subsídio para consumidores de Sistemas Isolados (CCC);
- II. subsídio para uso de 'fontes incentivadas' (seja para geradores, consumidores ou transmissoras);
- III. subsídios implícitos para microgeração e minigeração distribuída (GD);
- IV. subsídio para universalização e consumidores baixa renda;
- V. subsídio para usos específicos da energia (água, esgoto e saneamento; distribuidoras de pequeno porte; cooperativas de eletrificação rural; irrigação e aquicultura); e
- VI. subsídio para geração com carvão mineral nacional.

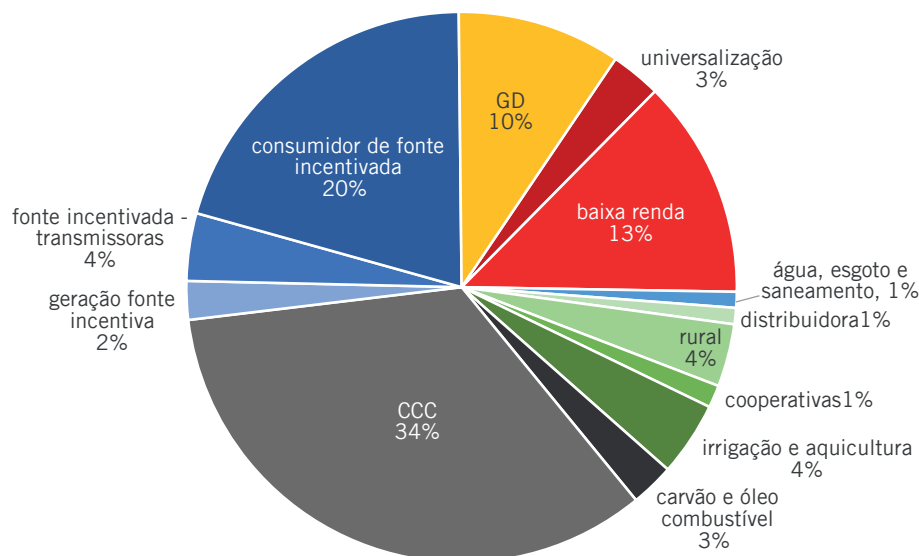


Figura 15: Composição dos subsídios cruzados embutidos na conta de energia elétrica

Fonte: Aneel (nov/2022). Elaboração: Instituto Acende Brasil.

I – Subsídio para Consumidores de Sistemas Isolados via Conta Consumo de Combustíveis (CCC)

O subsídio para a Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) é individualmente o que mais onera a tarifa de energia elétrica, respondendo por um terço dos subsídios no ano de 2022.

A CCC é um subsídio previsto pela **Lei 12.111/2009** que visa a subsidiar o custo de fornecimento de energia elétrica para consumidores em Sistemas Isolados (i.e., não conectados ao Sistema Interligado Nacional - SIN). A CCC objetiva igualar o custo médio de geração para seu atendimento com o custo médio ponderado dos consumidores atendidos pelas distribuidoras conectadas ao SIN (“custo ACR médio”).

Na maioria dos casos, estes Sistemas Isolados são atendidos por termelétricas a óleo combustível ou óleo diesel, o que explica a designação CCC, mas se admite o emprego de recursos da CCC para subsidiar o custo de suprimento de energia proveniente de outras fontes por meio de “sub-rogação”, conforme previsto no §4º do art. 11 da **Lei 9.648/1998**.

Em 2012, a Aneel estabeleceu nova regulamentação (**Resolução Normativa 493/2012**) para facilitar o atendimento de Sistemas Isolados com geração distribuída e fontes renováveis de pequeno porte por meio de:

- Microssistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica (MIGDI); e
- Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitente (SIGFI).

Iniciativas como a da Resolução Normativa 493/2012 devem possibilitar uma gradual redução das emissões advindas da geração a partir de combustíveis fósseis, além de reduzir a volatilidade dos encargos em função das variações dos custos dos combustíveis.

Há uma perspectiva de redução gradual deste subsídio em função do artigo 4º da Lei **13.360/2002**, que prevê alteração gradual do subsídio concedido pela CCC até 2030, de forma que o custo de suprimento de energia nos Sistemas Isolados passe a igualar o custo médio dos consumidores regulados conectados ao Sistema Interligado Nacional incluindo os encargos setoriais (que hoje não são considerados, o que resulta em custo inferior ao pago pelos demais consumidores).

II – Subsídio para Fontes Incentivadas

Os subsídios para as ‘fontes incentivadas’, previsto na **Lei 9.427/1996** (art. 26) (em tons de azul na Figura 15) é um dos que mais tem crescido: aumentou 77% nos últimos cinco anos, passando de R\$ 4,0 bilhões em 2018 para R\$ 7,0 bilhões em novembro de 2022.

Isto inclui os subsídios destinados a abater as despesas da Rede Básica de transmissão incorridos pelos geradores classificados como ‘fontes incentivadas’ e pelos consumidores que adquirem a sua energia. Trata-se de um subsídio desnecessário e anacrônico, pois essas ‘fontes incentivadas’ já se destacam entre as fontes mais baratas atualmente.

Note-se que os subsídios para as ‘fontes incentivadas’ estão se aproximando rapidamente do limite estabelecido no §10 do artigo 13 da **Lei 10.438/2002**:

“A nenhuma das fontes eólica, termossolar, fotovoltaica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional poderão ser destinados anualmente recursos cujo valor total ultrapasse 30% (trinta por cento) do recolhimento anual da CDE, condicionando-se o enquadramento de projetos e contratos à prévia verificação, na Eletrobras, de disponibilidade de recursos.”

Felizmente para o consumidor, a tendência de crescimento deste subsídio cruzado deve arrefecer nos próximos anos, pois a **Lei 14.120/2021** (art. 4º) prevê a extinção deste subsídio para empreendimentos que solicitarem outorga a partir de 1º de março de 2022 (dispondo de 48 meses para entrada de operação). O desconto de 50% dos custos de transporte (transmissão ou distribuição) permanecem para hidrelétricas de até 30 MW instaladas nos próximos cinco anos, e o desconto de 25% será aplicado para as que forem instaladas nos cinco anos seguintes.

III – Subsídio para Geração Distribuída

Os subsídios para a geração distribuída que são concedidos de forma implícita no Sistema de Compensação de Energia para a minigeração e microgeração distribuída – regulamentado pela **Resolução Normativa 482/2012** da Aneel e que agora dispõem de respaldo legal provido pela **Lei 14.300/2022** – já representam 10% do total de subsídios custeados por encargos na conta de energia elétrica.

Mas o que mais assusta é a velocidade com a qual vem crescendo o montante deste subsídio implícito: de R\$ 60 milhões em 2018 para 2,5 bilhões em novembro de 2022, um aumento de 4.031%. Há um ano, o seu custo foi de R\$ 1,3 bilhões (2021), o que equivale a metade do valor acumulado esperado no ano de 2022. A se manter o mesmo ritmo, este subsídio logo será o mais custoso para os consumidores de energia.

O custo da concessão deste subsídio ainda vai aumentar muito antes de desacelerar. Embora a **Lei 14.300/2022** (art. 27) preveja uma redução gradual deste subsídio implícito (15% ao ano) para novos empreendimentos de minigeração e microgeração distribuída instalados nos próximos anos, a instalação destas fontes vem crescendo a taxas exponenciais. Além disso, no final de 2022, a Câmara dos Deputados aprovou o **Projeto de Lei 2.703/2022**, que visa a alterar a Lei 14.300/2022, aprovada há 10 meses, para, entre outras mudanças:

- classificar pequenas centrais hidrelétricas de até 30 MW como minigeração distribuída (art. 1º, inciso XIII, da Lei 14.300);
- postergar o início do processo de redução gradual dos subsídios implícitos (que seriam iniciados em janeiro de 2023) para empreendimentos que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora após 18 meses da publicação desta Lei e, no caso das pequenas centrais hidrelétricas, após 30 meses da publicação desta Lei (art. 26, inciso II, da Lei 14.300); e
- considerar a tarifa correspondente à forma de uso do sistema de distribuição vigente na data de publicação da lei em vez da tarifa revisada, já contemplando a implementação das mudanças previstas na lei (art. 26, §1º, inciso II (b), da Lei 14.300).

No momento de elaboração deste White Paper este projeto de lei tramitava no Senado Federal.

IV – Subsídio para Universalização e Consumidores Baixa Renda

Há também subsídios para tornar o fornecimento de energia elétrica mais acessível para consumidores que não teriam como arcar com seus custos, seja por renda insuficiente, seja por estar localizado em regiões mais distantes e dispersas, o que requer maiores investimentos em redes para seu atendimento. Tais iniciativas foram previstas na **Lei 10.438**.

Para assegurar o fornecimento de energia a população mais pobre, a **Lei 10.438/2002** (art. 1º) previu a **Tarifa Social de Energia Elétrica**, que posteriormente foi esmiuçada na **Lei 12.212/2010** e no **Decreto 7.583/2011**. Trata-se de uma tarifa subsidiada oferecida aos consumidores classificados como ‘Residencial Baixa Renda’ (i.e., família inscrita no Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal ou que tenha membro que receba benefício de prestação continuada da assistência social). O desconto varia em função da faixa de consumo:

- 65% para os primeiros 30 kWh no mês;
- 40% para os próximos 70 kWh; e
- 10% para os próximos 120 kWh, havendo descontos adicionais para famílias indígenas e quilombolas.

A fim de viabilizar o fornecimento de energia para áreas ainda não atendidas pelas distribuidoras, há subsídios para promover a universalização do fornecimento que são operacionalizadas por meio da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) em conformidade com os Planos de Universalização estabelecidos pela Aneel.

V e VI – Benefícios tarifários para usos específicos da eletricidade e para geração a carvão

Por fim, a legislação prevê uma série de descontos para:

- compensação do impacto tarifário da reduzida densidade de carga do mercado de **cooperativas de eletrificação rural e distribuidoras de pequeno porte** (com mercado inferior a 700 GWh/ano), conforme estipulado na **Lei 9.427/1996** (art. 3º, §§ 2º e 7º);
- prestadores de **serviço público de água, esgoto e saneamento**, conforme previsto no **Decreto 7.891/2013**;
- **cooperativas de eletrificação rural**, também como determinado pelo **Decreto 7.891/2013**;
- **consumidores da classe rural**, também conforme **Decreto 7.891/2013**, havendo descontos adicionais para:
 - **serviço público de irrigação**; e
 - consumo verificado em horário específico, para atividades de **irrigação e aquicultura**, conforme a **Lei 10.438/2002** (art. 25).
- “Promover a competitividade da energia produzida a partir da **fonte carvão mineral nacional**” até 2027, previsto na **Lei 12.783/2013** (art. 23).

A **Lei 13.360/2016** (art. 2º) estabeleceu que o Poder Concedente deveria apresentar um “**plano de redução estrutural das despesas da CDE**” (incorporado no art. 13, § 2º-A, da Lei 10.438), o que foi implementado por meio do **Decreto 9.642/2018** (art. 1º, § 4º), comando que determinou a redução dos subsídios regidos pelo Decreto 7.891/2013 em 20% ao ano a partir de 2019 até sua completa eliminação.

Apesar do plano de redução, a CDE continua a crescer. Em 2022, o orçamento da CDE chegou ao seu maior nível histórico: R\$ 30 bilhões.

O Plano de Redução Estrutural das Despesas da CDE tem reduzido os descontos para:

- **serviço público de água, esgoto e saneamento**, de R\$ 787 milhões em 2019 para R\$ 245 em 2022*;
- **classe rural**, de R\$ 2.894 milhões em 2019 para R\$ 968 milhões em 2022*;
- **distribuidoras de pequeno porte**, de R\$ 341 milhões em 2019 para R\$ 256 milhões;

mas para alguns segmentos observa-se crescimento, como:

- **cooperativas de eletrificação rural**, segmento no qual a CDE aumentou de R\$ 338 milhões em 2019 para R\$ 347 milhões em 2022*;
- **irrigação e aquicultura**, segmento cujo subsídio aumentou de R\$ 915 milhões em 2019 para R\$ 1.143 milhões em 2022*.

As cooperativas de eletrificação rural e pequenas distribuidoras apresentaram elevação dos subsídios em função de nova legislação, introduzida pela **Lei 14.299/2022**, que prevê a equalização de tarifas de concessionárias com mercado inferior a 350 GWh/ano com as concessionárias adjacentes com mercado superior a 700 GWh/ano.

Já a elevação dos subsídios para irrigação e aquicultura deve-se ao crescimento da atividade e do **Decreto 9.744/2019**, que reinstaurou a cumulatividade dos descontos concedido para consumidores rurais que utilizam energia para irrigação e aquicultura para atender a consumidores conectados em baixa tensão.

A extinção dos subsídios prevista pelo Decreto 9.642/2018 e a Lei 12.783/2013 deve ser mantida.

A contínua elevação dos subsídios para irrigação e aquicultura é preocupante e deve ser coibida com a revisão da regulamentação para reverter este quadro. Afinal, esta atividade econômica deve ser balizada pelos seus verdadeiros custos. Ao subsidiar a irrigação pode-se estar promovendo a irrigação excessiva, questão pertinente não só da perspectiva da eficiência econômica, mas também da perspectiva da sustentabilidade dos recursos hídricos, em que se identifica a captação excessiva de recursos hídricos para irrigação (conforme discutido na seção 2.1).

A manutenção de subsídios para a universalização, para baixa renda, e para consumidores atendidos por distribuidoras de pequeno porte e cooperativas de eletrificação rural é considerada razoável.

PROPOSTA 2.4

Reduzir os subsídios para irrigação e aquicultura que são arcados por encargos.

Assegurar o cumprimento da redução dos encargos coletados para custear os seguintes subsídios para os quais já existe previsão legal para a sua redução ou extinção, especificamente:

- **Sistemas Isolados (Lei 13.360)**
- **Fontes Incentivadas (Lei 14.120)**
- **Geração Distribuída (Lei 14.300)**
- **carvão mineral nacional (Lei 12.783)**
- **classes de consumo (Lei 13.360 e Decreto 9.642)**

3.4 RENEGOCIAR O ANEXO C DO TRATADO DE ITAIPU VISANDO A MODICIDADE

As bases financeiras e de prestação dos serviços de eletricidade da Itaipu são estabelecidas no Anexo C do Tratado de Itaipu, conforme sua cláusula VI, que define que tais bases podem ser revistas após 50 anos, o que ocorrerá em 30 de agosto de 2023.

Embora haja previsão de revisão do Anexo C, as novas bases financeiras permanecem sujeitas aos termos gerais do Tratado de Itaipu, que, entre outras cláusulas, determina que:

- a energia produzida pela usina seja dividida em partes iguais entre os dois países, sendo que a energia que não é utilizada por um país para seu próprio consumo pode ser adquirida pelo outro país nas mesmas condições (Art. XIII);
- cada país se compromete a adquirir o total da potência instalada (pelo qual se assegura a cobertura de todos os custos da Itaipu Binacional) (Parágrafo Único do Art. XIII);
- a remuneração de Itaipu deve cobrir:
 - o pagamento de *royalties* aos respectivos países,
 - o custos de serviço definido a partir de orçamento anual,
 - a remuneração do capital investido, e
 - o pagamento pela energia ‘cedida’ por um país ao outro (Art. XV);
- a determinação de que a energia de Itaipu deve ser comercializada apenas por meio das entidades indicadas por cada país – a estatal paraguaia, Ande, e a estatal brasileira, ENBPar – sucessora da Eletrobras desde a sua desestatização (Art. XIV).

Na revisão do Anexo C o governo brasileiro deve buscar três objetivos principais:

- a redução de custos para o consumidor final;
- o estabelecimento de procedimentos para a contratação antecipada vários anos à frente por ambos os países para permitir o adequado planejamento do suprimento; e
- um arranjo comercial que possibilite a adaptação ao marco regulatório brasileiro que está em processo de transformação.

A seguir são discutidos cada um dos três objetivos.

3.4.1 REDUZIR A TARIFA DA ITAIPU BINACIONAL

A remuneração de Itaipu é definida pelo custo de serviço, que é definido a partir de orçamento anual, e cobrado por meio de tarifa paga pelo Brasil e pelo Paraguai na proporção de suas respectivas potências contratadas.

Historicamente, a maior parte dos custos da Itaipu Binacional foram os ‘encargos financeiros de empréstimos e financiamentos’ e a ‘amortização de empréstimos e financiamentos’. Em 2021, estes dois componentes de custo somaram o valor de US\$ 2,1 bilhões, o que correspondeu a 58% dos custos totais da Itaipu Binacional, como pode ser conferido na Figura 16.

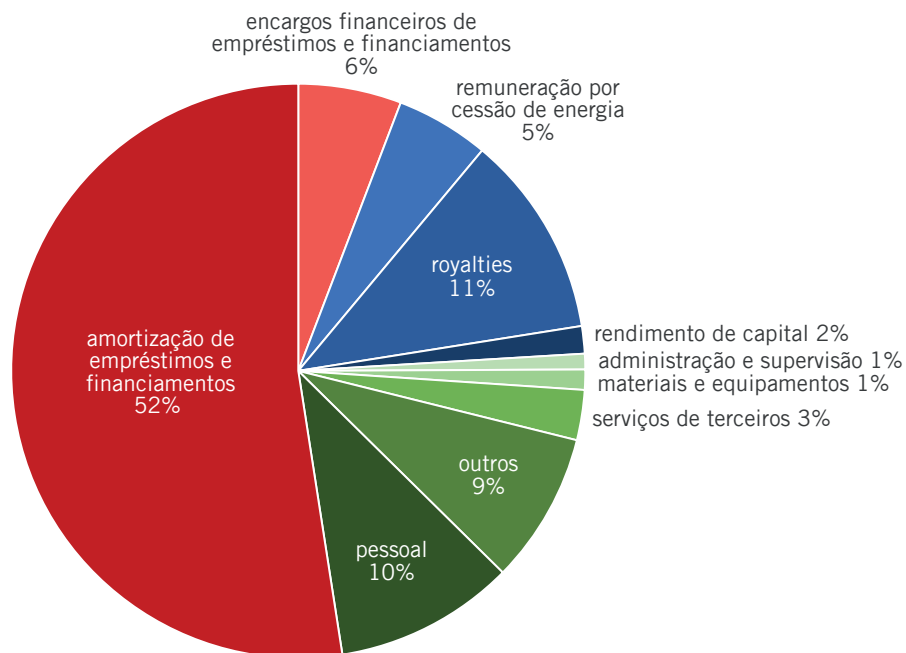


Figura 16: Composição dos custos da Itaipu Binacional

Fonte: Demonstrações Contábeis da Itaipu Binacional. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Em 2022, estes custos caíram cerca de US\$ 600 milhões, o que já permitiu uma redução da tarifa da Itaipu Binacional, viabilizando assim a redução da tarifa de repasse de USD 28,07/kW.mês, em 2021 para USD 24,73/kW.mês, em 2022. Até o final de 2023 quase toda a dívida será quitada, o que levou a Aneel a estabelecer a tarifa de repasse de 2023 em USD 16,197/kW.mês. Dos 20 financiamentos listados na Nota Explicativa 14 das Demonstrações Contábeis de 2021, apenas 2 contratos têm prazos de maturação que superam 2023. Isto significa que haverá substancial redução de custos, o que possibilitará substancial redução da tarifa de Itaipu. No entanto, sabe-se que há lobbies que buscam manter a tarifa de Itaipu elevada para prover recursos para outras atividades. Por isto, é importante que o governo se empenhe para assegurar que a queda no dispêndio no serviço da dívida se traduza em redução do custo do fornecimento de energia para os consumidores finais.

3.4.2 VIABILIZAR O PLANEJAMENTO DO SUPRIMENTO NO LONGO PRAZO

O Paraguai vem aumentando rapidamente a proporção da energia direcionada para seu próprio consumo. A Figura 17 mostra a destinação da energia suprida pela Itaipu Binacional em cada ano. Percebe-se que em 2021 o Paraguai consumiu cerca de 24% da energia produzida pela Itaipu Binacional – mais que o dobro da proporção consumida dez anos atrás.

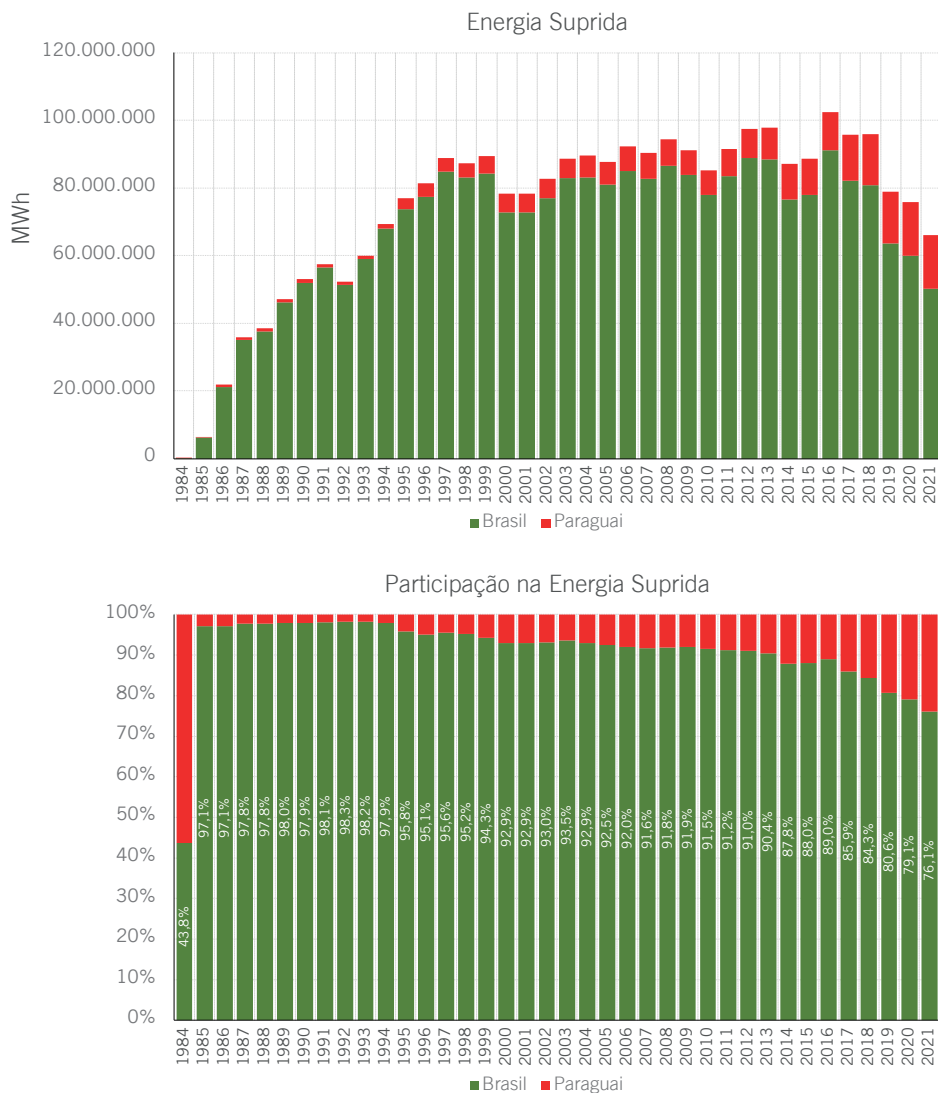


Figura 17: Destinação da energia produzida pela Itaipu Binacional

Fonte: Relatórios Anuais da Itaipu Binacional. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

Estudos da Ande indicam que, se não houver investimentos em expansão da oferta, o Paraguai pode vir a consumir toda a energia produzida pela sua metade da Itaipu Binacional na próxima década (Ande, 2021).

É ótimo que o Paraguai possa desfrutar de uma parcela maior da energia produzida pela Itaipu Binacional, mas é necessário haver uma previsibilidade quanto ao montante da potência que cada país pretende contratar nos próximos anos para possibilitar o adequado planejamento do suprimento. Portanto, é importante que o Anexo C do Tratado de Itaipu contenha provisões exigindo uma contratação da potência alguns anos à frente. Caso contrário, podem ocorrer surpresas que acabarão gerando transtornos e elevação de custos para atendimento ao consumidor.

3.4.3 ESTABELECECER UM ARRANJO COMERCIAL QUE POSSA SE AJUSTAR AO MARCO REGULATÓRIO

Por fim, é importante que o Anexo C do Tratado de Itaipu preveja um arranjo comercial que possa se ajustar à nova estrutura do mercado brasileiro.

Há a expectativa de profundas transformações regulatórias nos próximos anos (vide a discussão na seção 4), incluindo uma gradual abertura do mercado de energia que tem reduzido o mercado atendido pelas distribuidoras de energia elétrica. Diante dessas mudanças propõe-se que:

- toda a energia produzida pela Itaipu Binacional destinada ao consumo no Brasil continue sendo comercializada pela ENBPar, sendo adquirida da Itaipu Binacional pela tarifa definida anualmente com base nos seus custos;
- as cotas de Itaipu atualmente contratadas pelas distribuidoras sejam gradualmente substituídas por contratos firmados por meio de leilões abertos – tanto para agentes do Ambiente de Contratação Regulada (ACR) quanto para agentes do Ambiente de Contratação Livre (ACL), o que inclui consumidores livres e comercializadoras; e
- a diferença entre os preços dos contratos leiloados pela ENBPar e a tarifa de aquisição da potência contratada da Itaipu Binacional seja destinada à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) para reduzir o custo da energia dos consumidores na proporção de seu consumo.

Essas medidas, ilustradas na Figura 18, assegurariam a destinação das rendas hidráulicas de Itaipu aos consumidores, independentemente do seu fornecedor.

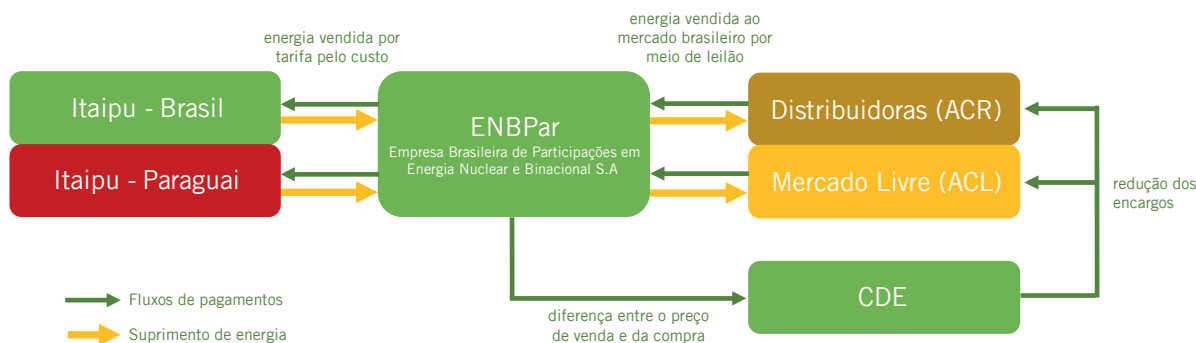


Figura 18: Arcabouço para comercialização da energia proveniente da Itaipu Binacional no Brasil

Elaboração: Instituto Acende Brasil.

PROPOSTA 2.5

Na renegociação do Anexo C do Tratado de Itaipu, deve-se buscar:

- a permanência do regime de definição da tarifa da Itaipu Binacional pelo custo;
- o estabelecimento de procedimentos para assegurar a contratação antecipada da potência da Itaipu Binacional;
- a permanência da comercialização de energia no país unicamente por meio da ENBPar, que revenderia a energia em leilões públicos abertos a todos os agentes; e
- o direcionamento dos recursos advindos da diferença entre o preço de venda da energia leiloadada pela ENBPar e a tarifa de aquisição da energia da Itaipu Binacional para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a fim de reduzir os encargos.

3.5 REDUZIR O CUSTO DE CAPTAÇÃO DE RECURSOS PARA INVESTIMENTO

3.5.1 REDUZIR O RISCO BRASIL

A provisão de energia elétrica é uma atividade intensiva em capital. Isto significa que o custo de captação de recursos financeiros responde por uma elevada parcela dos custos do fornecimento de eletricidade.

Portanto, uma das maiores contribuições que o governo pode dar para baixar o custo da energia elétrica é a criação de condições para redução do custo de capital, efeito que pode ser alcançado pela diminuição do risco de se investir no país.

O primeiro pilar para alcançar este objetivo é uma condução macroeconômica estável e previsível, resultado que se obtém com uma política econômica coerente, disciplina fiscal e controle da inflação.

Um indicador do risco país é dado pelo *Credit Default Swaps (CDS)*. O *CDS* é um derivativo que funciona como um seguro para o credor de uma operação de crédito: paga-se um prêmio para um terceiro assumir o risco de calote da dívida.

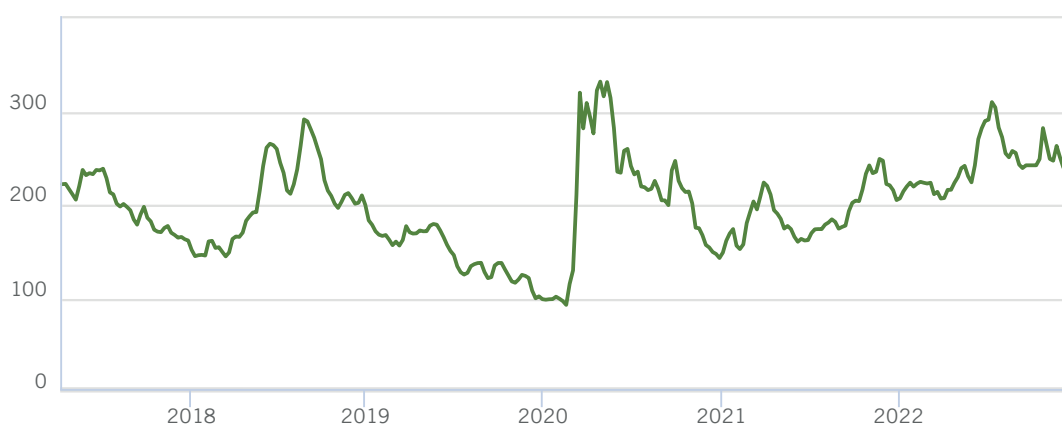


Figura 19: Credit Default Swaps do Brasil

Fonte: World Government Bonds (<http://www.worldgovernmentbonds.com/cds-historical-data/brazil/5-years/>).

Como pode ser observado na Figura 19, o *CDS* do Brasil tem oscilado entre 100 e 300 pontos base (1 a 3%) nos últimos anos, sendo que o fator que mais impacta a precificação do *CDS* é a percepção da sustentabilidade da situação fiscal do país.

O exame da evolução mais recente do *CDS* (cinco anos) permite identificar alguns eventos que impactaram a sua trajetória. Em 2018 houve dois picos: o primeiro segue a greve dos caminhoneiros que paralisou a produção no país; e o segundo foi no período de campanha eleitoral para a presidência, quando o candidato Bolsonaro sofreu o atentado. Em 2020 observa-se a maior escalada do *CDS* do período em função das incertezas relacionadas à pandemia. O indicador voltou a subir gradualmente em 2022, principalmente, em função das incertezas quanto ao equilíbrio fiscal.

O principal indicador da sustentabilidade das finanças públicas é a dívida líquida consolidada do setor público. Como pode ser observado na Figura 20, em 2014 houve reversão da trajetória de redução da dívida líquida em termos percentuais do Produto Interno Bruto (PIB).

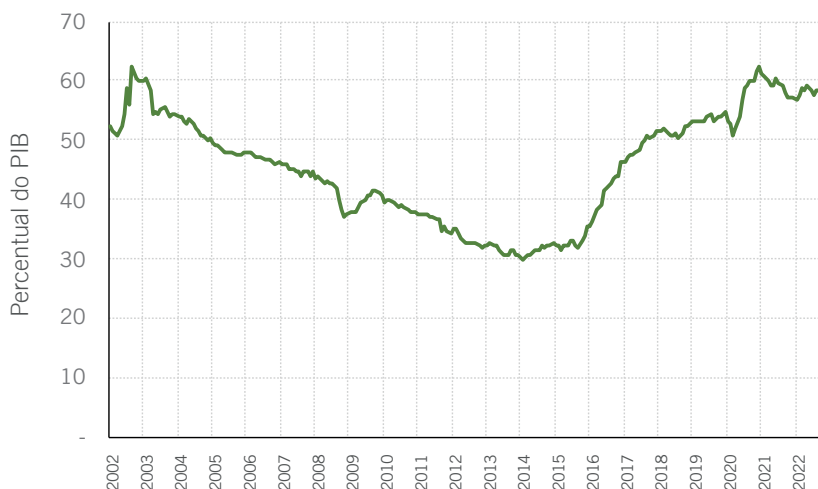


Figura 20: Dívida líquida consolidada do setor público

Fonte: Banco Central do Brasil. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A dívida líquida, por sua vez, é função de dois fatores:

- o resultado primário do governo; e
- o custo do serviço da dívida.

O resultado primário (*RP*) do Governo Central corresponde às receitas (*R*) menos as despesas primárias (*P*), menos as transferências (*T*):

$$RP = R - P - T$$

Como pode ser observado na Figura 21, a margem entre as despesas e receitas começou a deteriorar a partir de 2011, o que se refletiu em queda do resultado primário (Figura 22), que passou a ser negativo a partir de 2014.

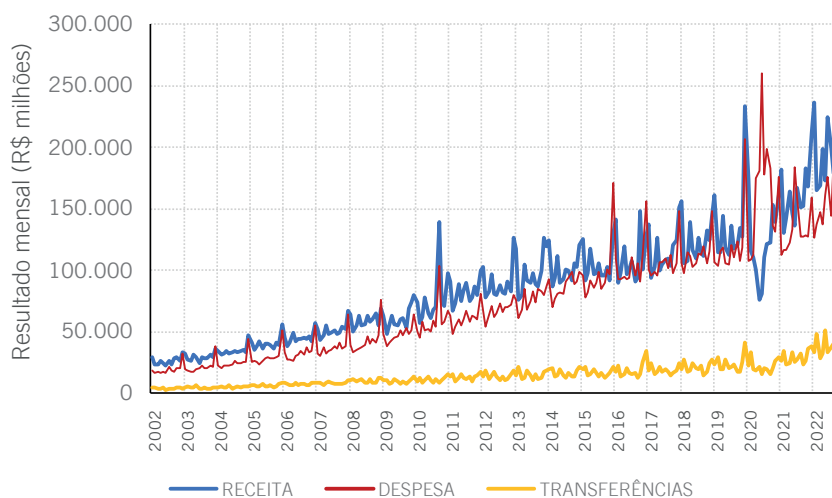


Figura 21: Estatísticas Fiscais do Governo Central

Fonte: Secretaria do Tesouro Nacional. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

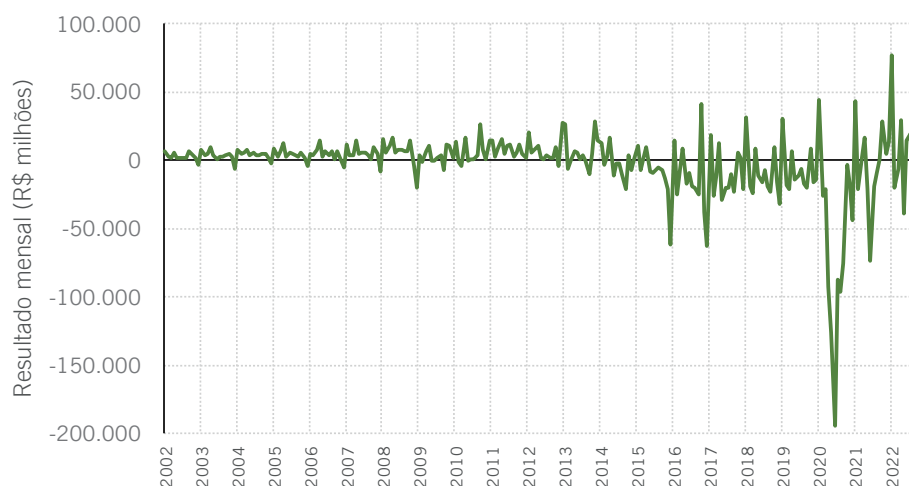


Figura 22: Resultado Primário do Governo Central

Fonte: Secretaria do Tesouro Nacional. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A situação se deteriorou mais rapidamente a partir de 2015 devido à desaceleração da economia, que foi agravada pelos impactos dos escândalos de corrupção comprovados pela Operação Lava Jato, a aprovação de ‘pautas-bomba’ no Congresso Nacional (i.e., medidas que prejudicavam o equilíbrio fiscal, seja aumentando as despesas ou reduzindo a arrecadação), e da perda de governança do governo Dilma.

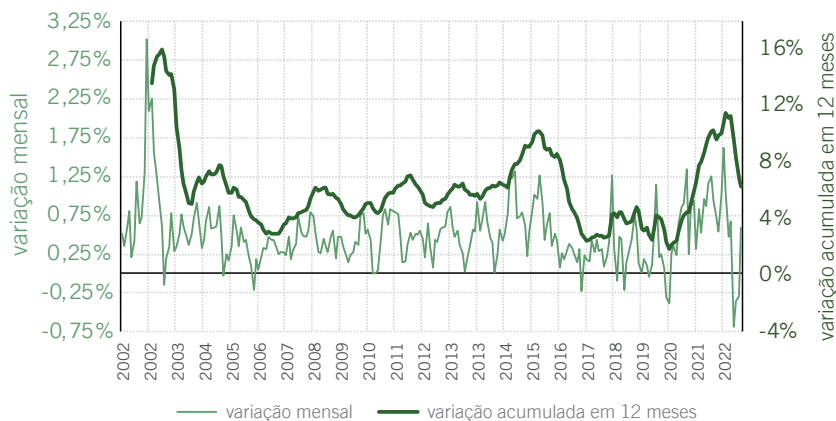
Note-se que as despesas primárias não incluem as despesas incorridas no serviço da dívida. O serviço da dívida é outra despesa do governo que depende de dois fatores:

- a magnitude da dívida líquida; e
- a taxa de juros.

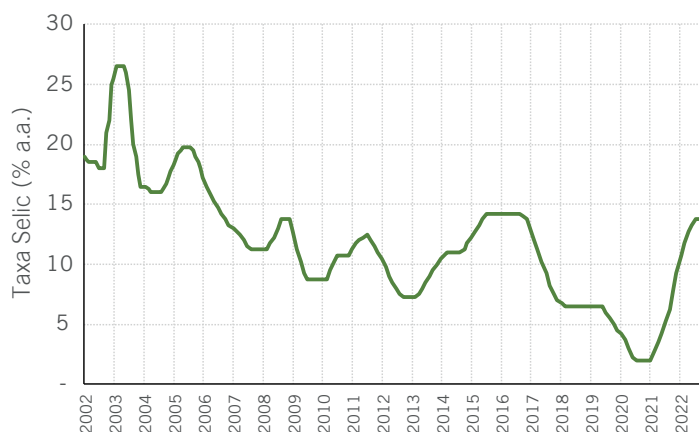
A magnitude da dívida é fruto principalmente dos resultados primários do passado. Já a taxa de juros é determinada principalmente pela política monetária que, por sua vez, também é fortemente impactada pelo resultado primário.

Embora a dívida líquida tenha decrescido até 2014, quando chegou à faixa dos 30% do PIB, a queda na dívida bruta foi bem mais modesta, permanecendo em patamar superior a 50% do PIB. Parte desta diferença decorre da emissão de títulos da dívida mobiliária federal para capitalizar o BNDES: entre 2008 e 2014, o Governo Central contraiu dívida da ordem de R\$ 450 bilhões para viabilizar a expansão da emissão de crédito do BNDES. Apesar de tais emissões elevarem o nível de endividamento (o que é captado na dívida bruta), a dívida líquida manteve-se constante nesta transação, pois o passivo da dívida contraída foi compensado pelo crédito do Tesouro Nacional junto ao BNDES. Mas o efeito expansionista da expansão do crédito direcionado pelo BNDES acabou se refletindo em aumento da inflação (Salto, 2018).

Examinando-se a tendência da média móvel de 12 meses do IPCA na Figura 23, verifica-se elevação da inflação entre 2007 e 2015. Para conter esta alta, tornou-se necessário promover um aperto monetário, iniciado em 2013, que resultou na elevação das taxas de juros básica até 2016. Esta elevação dos juros, por sua vez, teve como efeito elevar o custo do serviço da dívida, o que dificultou ainda mais o equilíbrio fiscal no curto prazo.

**Figura 23: Taxa de inflação medida pelo IPCA**

Fonte: IBGE. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

**Figura 24: Taxa de juros básica**

Fonte: Banco Central do Brasil. Elaboração: Instituto Acende Brasil.

A ocorrência simultânea destes três fatores – redução das receitas ocasionadas pela desaceleração da economia, elevação de despesas obrigatórias e elevação do custo do serviço da dívida – tornaram muito difícil a recuperação do equilíbrio fiscal.

Foi neste contexto, em 2016, que foi aprovada a **Emenda Constitucional 95**, conhecida como a Emenda do ‘**Teto de Gastos**’, e que visou a proporcionar segurança quanto à sustentabilidade das contas públicas ao restringir a despesa primária aos níveis de 2016 corrigidos pela inflação.

A intenção da emenda era permitir a recuperação gradual do equilíbrio fiscal sem impor um arrocho mais acentuado em meio à recessão. A imposição do limite de gastos não contribuía para a redução do déficit de imediato, mas proporcionava uma perspectiva de recuperação gradual à medida que a economia crescesse, o que eventualmente elevaria as receitas para patamar superior às despesas, produzindo superávits e, conseqüentemente, propiciaria a redução da dívida pública mais à frente.

O Teto de Gastos (referido como ‘Novo Regime Fiscal’) aplica-se aos três ramos do governo federal: Poder Executivo, Legislativo e Judiciário. Caso este limite seja violado, as novas normas constitucionais previam restrições à contratação de pessoal, reajustes salariais, criação ou expansão de programas, oferta de linhas de financiamento, incentivos e benefícios fiscais, entre outros.

O problema é que, a partir da adoção desta emenda constitucional, o governo não promoveu as reformas necessárias para viabilizar uma contenção do crescimento das despesas obrigatórias. A **Reforma da Previdência**, promovida por meio da **Emenda Constitucional 103**, em novembro de 2019, ajudou, mas outras reformas eram necessárias.

Como pode ser observado na Figura 25, o governo tem reduzido as despesas discricionárias, mas as despesas obrigatórias continuaram crescendo, embora a taxas decrescentes – exceto durante a pandemia da covid-19, o que ocasionou despesas extraordinárias em 2020 e 2021.

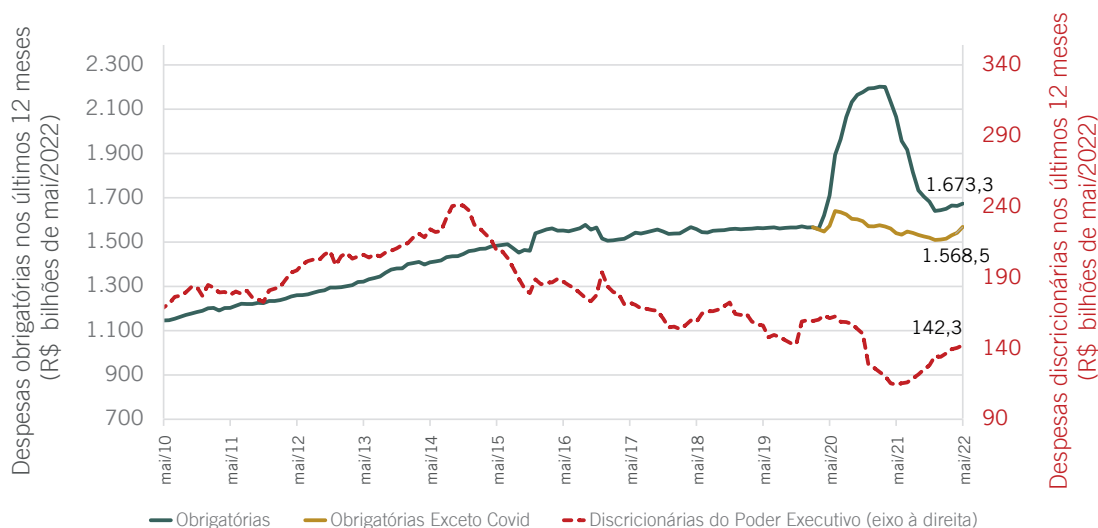


Figura 25: Evolução das despesas do Governo Central

Fonte: Secretaria do Tesouro Nacional (junho de 2022).

Na ausência de mudanças estruturais, o governo não tem conseguido seguir a regra do Teto de Gastos, o que implicaria a imposição das sanções drásticas previstas pelo ‘Novo Regime Fiscal’. A fim de evitar estas medidas draconianas, o governo tem recorrido anualmente a novas emendas constitucionais para relaxar as restrições do Teto de Gastos:

- em 2019, a **Emenda Constitucional 102** (PEC 98/2019) retirou R\$ 46,1 bilhões do Teto de Gastos relacionados à repartição da cessão onerosa do pré-sal;
- em 2020, a **Emenda Constitucional 106** (PEC 10/2020) estabeleceu um regime fiscal e financeiro extraordinário para enquadrar os gastos incorridos no enfrentamento da calamidade pública nacional decorrente de pandemia covid-19, o que retirou R\$ 520 bilhões do Teto de Gastos;
- em 2021, a **Emenda Constitucional 109** (PEC 186/2019) previu uma dotação de R\$ 44 bilhões fora do Teto de Gastos para cobertura de nova roda de concessão do auxílio emergencial;
- também em 2021, a **Emenda Constitucional 113** (PEC 23/2021) postergou o pagamento de precatórios – entre outras medidas –, que teve o efeito de retirar um montante equivalente a R\$ 105 bilhões do Teto de Gastos; e
- em 2022, a **Emenda Constitucional 123** (PEC 01/2022) reconheceu o “estado de emergência decorrente da elevação extraordinária e imprevisível dos preços do petróleo, combustíveis e seus derivados”, criando um conjunto de auxílios que totalizou R\$ 68 bilhões fora do Teto de Gastos.

Os sucessivos relaxamentos acima têm desmoralizado o ‘Novo Regime Fiscal’ e levado parlamentares a buscarem novas formas de disciplinar as contas públicas:

- a **PEC 31/2022**, proposta pelo senador José Serra, propõe abertura de um crédito extraordinário de R\$ 100 bilhões para viabilizar os programas de transferência de rendas e a substituição do Teto de Gastos por uma nova regra baseada em limite máximo para a dívida consolidada da União;
- a **PEC 32/2022**, proposta pela Equipe de Transição do governo Lula, sugere a retirada do Teto de Gastos das despesas relativas ao programa de transferência de renda (Programas Auxílio Brasil e Alimenta Brasil, instituído pela Lei 14.284, no valor de R\$ 175 bilhões) nos próximos quatro anos (2023-2026);
- a **PEC 33/2022**, proposta pelo senador Tasso Jereissati, indica a manutenção do Novo Regime Fiscal, mas com elevação do Teto em R\$ 80 bilhões; e, por fim,
- a **PEC 34/2022**, proposta pelo ‘Grupo Elas no Orçamento’ (Mulheres Especialistas em Finanças Públicas), substitui o Novo Regime Fiscal por nova governança fiscal balizada por um conjunto de instrumentos que incluem:
 - meta de endividamento público de médio prazo;
 - “estratégia de desenvolvimento econômico e social de longo prazo” que definiria prioridades e metas para indicadores chaves para período mínimo de 12 anos;
 - um “quadro de entregas prioritárias de governo”;
 - tetos quadrienais de despesas primárias; e
 - revisão de gastos diretos e indiretos.

No momento em que este *White Paper* estava sendo redigido, as quatro propostas estavam tramitando conjuntamente no Senado Federal para prever uma solução para este período de transição até que uma nova regra fiscal seja estabelecida.

Admite-se a possibilidade de modificações à âncora fiscal, mas é imprescindível que o país recupere a credibilidade do regime fiscal pois, caso contrário, haverá uma deterioração da percepção de risco, o que elevará o custo de captação de recursos financeiros e, consequentemente, o custo da provisão de serviços intensivos em capital como a energia elétrica.

PROPOSTA 2.6

Preservar a disciplina fiscal e monetária para restaurar a credibilidade do regime fiscal

3.5.2 REDUZIR O RISCO SETORIAL

O segundo pilar para diminuição do custo do capital é a redução do risco setorial. Recentemente, a governança setorial tem sofrido seguidas ameaças e intervenções advindas do Legislativo. Algumas dessas iniciativas vingaram e outras não. Independentemente do resultado, a ameaça oriunda destas iniciativas tem o potencial de espantar investidores, ocasionando a elevação dos custos de captação de recursos.

I – ‘Jabutis’ inseridos na Lei de Desestatização da Eletrobras (2021)

Entre as intervenções aprovadas no Legislativo, destacam-se os diversos ‘jabutis’ inseridos em diversas propostas legislativas. Por exemplo, na Lei de Desestatização da Eletrobras (**Lei 14.182/2021**) os parlamentares inseriram propostas ditando as fontes de energia que deveriam ser contratadas nos próximos anos:

- 8 GW de termelétricas a gás natural, operando com inflexibilidade mínima de 70%, em regiões não atendidas por gasodutos, a título de Energia de Reserva;

- prorrogação dos contratos das usinas do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) por mais 20 anos, nas mesmas condições, sem contrapartidas; e
- atendimento de pelo menos 50% da demanda das distribuidoras por hidrelétricas de pequeno porte (até 50 MW de potência) nos Leilões de Energia A-6 e A-5 até somar-se 2 GW de geração hidrelétrica.

Estas imposições legais “de cima para baixo” desconsideram as necessidades efetivas do sistema, atropelam o processo concorrencial, e corroem a coerência sistêmica da política energética.

O setor energético é um dos setores mais bem planejados do país, dispondo de uma entidade – a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – composta de técnicos qualificados e especializados que conduzem, em ciclos anuais, o processo de planejamento da expansão do setor.

II – Intervenção do Congresso sobre Sinal Locacional definido pela Aneel

Outro exemplo é dado pelas seguidas iniciativas visando a desfazer a regulamentação da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST).

Em 28 de junho de 2022, a Aneel aprovou a **Resolução Normativa 1.024/2022** que altera a metodologia de definição das tarifas de uso do sistema de transmissão com o intuito de proporcionar uma sinalização locacional mais apropriada.

O tema foi exaustivamente analisado pela Agência Reguladora na **Consulta Pública 39/2021**, que passou por três fases, sendo subsidiada por diversas notas técnicas e Análise de Impacto Regulatório. A Diretoria da Aneel ainda teve o cuidado de prever uma implementação gradual ao longo de três anos.

No mês seguinte, no entanto, já houve iniciativas no Congresso Nacional para barrar a implementação da nova metodologia definida pela Aneel por meio de uma emenda ‘jabuti’ inserida na Medida Provisória 1.118 que tratava de questões tributárias. A emenda foi incluída pelo próprio relator da Comissão Mista no **Projeto de Lei de Conversão 25/2022** aprovado pela Câmara dos Deputados, mas que acabou caducando no Senado Federal.

Além do demérito da matéria, a forma como tal medida foi introduzida e conduzida na Câmara dos Deputados é a antítese da boa prática legislativa. A emenda introduzida pelo relator no relatório de plenário, não guarda nenhuma relação com as questões tratadas na Medida Provisória 1.118 e somente foi apresentada no dia de sua votação no Plenário.

Diante do insucesso da tentativa de inserção no Projeto de Lei de Conversão 25/2022, o mesmo deputado buscou sustar a nova TUST, aprovada pela Resolução 1.024/2022 da Aneel, por meio do **Projeto de Decreto Legislativo 365/2022**. O projeto foi aprovado na Câmara dos Deputados e no momento de elaboração deste *White Paper* tramitava no Senado Federal.

III – Projetos de Decreto Legislativo para sustar reajustes e revisões tarifárias

Seguindo a mesma natureza dos jabutis acima descritos, há muitos Projetos de Decretos Legislativos a cada ano para sustar reajustes e revisões tarifárias aprovadas pela Aneel. É preciso respeitar as competências de cada órgão governamental e as condições pactuadas nos contratos de concessão. Tais medidas só servem para tumultuar a governança setorial.

Por isto, a primeira recomendação é de que a Presidência da República utilize seu poder de influência e articulação com o Congresso Nacional para resguardar a segurança jurídica e institucional, condenando iniciativas legislativas que minam as instituições setoriais e as condições pactuadas nos contratos de concessão.

PROPOSTA 2.7

Resguardar a segurança jurídica e institucional do setor elétrico, bloqueando intervenções, especialmente a partir de ‘jabutis’ oportunistas

IV – Desafios de governança dos recursos hídricos

Por fim, destaca-se a questão da gestão dos recursos hídricos. Há uma sobreposição de órgãos do governo na gestão dos recursos hídricos pelas hidrelétricas:

- o **Instituto Brasileiro de Meio Ambiente (Ibama)** ou os órgãos estaduais são responsáveis pela avaliação dos impactos ambientais associados a novos projetos hidrelétricos, assim como pelo monitoramento ambiental;
- a **Agência Nacional de Águas e Saneamento Básico (ANA)** é responsável pela “Declaração de Reserva de Disponibilidade Hídrica (DRDH)” e a emissão de outorga para o uso dos recursos hídricos;
- a **Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel)** é responsável pelas concessões hidrelétricas; e
- o **Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)** é responsável pela operação hidrelétrica.

A grande confluência de agentes e interesses acima expostos torna a gestão dos recursos hídricos bem complexa.

Um estudo da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômicos (OCDE, 2015) comissionado pela ANA proporciona um diagnóstico preciso do problema e de diretrizes para saná-las:

“A formulação e a implementação das políticas de recursos hídricos são, por natureza, altamente fragmentadas e envolvem uma infinidade de partes interessadas e autoridades dos diferentes níveis de governo e áreas de política.” (p. 47)

“Ao buscar opções para fortalecer o quadro de governança para apoiar a alocação da água, é preciso levar em consideração os seguintes fatores:

- eficiência: garantir a eficiência da maneira como tarefas são executadas e evitar a duplicação de esforços;
- responsabilização: assegurar que as responsabilidades estão claramente definidas e que as questões não fiquem em ‘lacunas’;
- capacidade: assegurar que todas as pessoas encarregadas de executar as tarefas de alocação têm capacidade e recursos técnicos suficientes; e
- escala: assegurar que as decisões de alocação são tomadas no nível mais adequado possível.” (p. 226-227)

As falhas de governança foram sentidas de forma especialmente aguda em 2021, período final de um longo período de estiagem severa que levou o governo a criar a Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética (CREG), por meio da **Medida Provisória 1.055**.

O objetivo da CREG foi o de assegurar a implementação de medidas emergenciais para lidar com a crise. Uma das decisões tomadas na segunda reunião da CREG foi a redução da vazão mínima da hidrelétrica Porto Primavera para 2.900 m³/s – muito abaixo dos 4.600 m³/s, considerados a “vazão operacional normal”, e também abaixo do nível considerado “ambientalmente seguro” que, segundo o **Parecer no 180/2021 do Ibama** (COHID/CGTEF/DILIC), é de 3.900 m³/s. Na hidrelétrica de Jupia, que fica rio acima da hidrelétrica Porto Primavera, a vazão também foi drasticamente reduzida para 2.300 m³/s.

Estas reduções das vazões defluentes das usinas hidrelétricas impactaram severamente os trechos do rio a jusante, resultando na dessecação (estado de extrema secura) de grandes áreas do leito do rio e no aprisionamento de peixes em lagoas desconexas. As empresas que operam as usinas tiveram que implementar operações de salvamento para resgatar peixes (*Folha de S. Paulo*, 14 de agosto de 2021).

É absolutamente essencial que haja harmonia entre as restrições hídricas consideradas pelas autoridades competentes. Não é apropriado, por exemplo, que uma usina seja ordenada pelo ONS a operar de forma incompatível com as limitações estabelecidas pelas autoridades ambientais.

A gestão de recursos hídricos é uma área que carece de fortalecimento da infraestrutura institucional. Este é um tema estratégico para o país que, se não for aprimorado, irá redundar em crises e conflitos nos próximos anos.

PROPOSTA 2.8

Aprimorar a governança institucional entre os órgãos competentes pela gestão dos recursos hídricos

3.5.3 INTRODUIR AS DEBÊNTURES DE INFRAESTRUTURA

Por fim, pode-se atuar no sentido de promover medidas para fortalecer o mercado de capitais e para a desoneração dos financiamentos para projetos de infraestrutura.

Já em 2011, por meio da **Lei 12.431/2011**, o governo estabeleceu benefícios fiscais (i.e., isenção do imposto de renda sobre os rendimentos auferidos da debênture) para pessoas físicas investirem em debêntures emitidas por sociedade de propósito específico para aportes na área de infraestrutura.

As chamadas '**Debêntures Incentivadas**' foram muito bem-sucedidas na promoção de novos canais para a captação de recursos de longo prazo para a infraestrutura, a taxas mais competitivas. Mas tal medida tem limitações: ao restringir os benefícios para as pessoas físicas, recorre-se a uma fonte limitada de recursos, o que limita o montante total de recursos que podem ser captados.

Tramita no Senado Federal, o **Projeto de Lei 2.646/2020**, previamente aprovado na Câmara dos Deputados, que resolve este problema por meio da criação das '**Debêntures de Infraestrutura**'. Neste caso, o benefício fiscal seria direcionado ao emissor do papel, favorecendo os investidores em infraestrutura de forma geral, inclusive de investidores institucionais como fundos de pensão e fundos soberanos, o que ampliaria substancialmente o montante de recursos que poderiam ser captados para a infraestrutura.

O Projeto de Lei também prevê algumas importantes inovações como:

- a provisão de incentivos maiores para fontes renováveis e eficiência energética (*green bonds*);
- a possibilidade de conter cláusula cambial, o que facilita a captação de recursos do exterior; e
- a ampliação dos prazos para enquadramento mínimo de investimentos em infraestrutura, o que possibilita uma gestão melhor da aquisição de títulos e valores mobiliários por parte dos Fundos de Investimento em Direitos Creditórios (FIDC) e dos Fundos de Investimento em Participações (FIP-IE).

A introdução das Debêntures de Infraestrutura não só reduziria o custo de captação de recursos das empresas de infraestrutura, mas também contribuiria para o robustecimento do mercado de capitais, com a ampliação de títulos mobiliários de longa duração, elevação da liquidez, e ampliação da concorrência no mercado financeiro.

PROPOSTA 2.9

Aprovar as 'Debêntures de Infraestrutura', como proposto no Projeto de Lei 2.646/2020

4 REVOLUÇÃO ELÉTRICA

4.1 CONTEXTO

Como discutido nos dois *White Papers* anteriormente desenvolvidos pelo Instituto Acende Brasil (“*White Paper 26: Matriz elétrica do futuro: diversificada, dispersa e integrada*” e “*White Paper 27: Transformações e inovações na distribuição e comercialização de eletricidade*”), o setor elétrico – no Brasil e no mundo inteiro – está passando por profundas mudanças que exigirão adaptações estruturais no mercado de energia e no seu marco regulatório.

O sucesso nesta travessia dependerá em grande parte da condução governamental. O governo, na figura do Ministério de Minas e Energia, entidade responsável pela formulação de políticas no setor, precisará impor sua liderança para:

- diagnosticar as mudanças requeridas;
- estruturar as reformas institucionais e regulatórias para lidar com as lacunas identificadas; e
- conduzir a implementação das reformas.

Há três grandes desafios no horizonte:

- a compatibilização do perfil horossazonal de produção e consumo de energia;
- a acomodação do novo padrão de fluxos elétricos pelas redes de transmissão e distribuição; e
- o aprimoramento da gestão de risco.

O primeiro desafio é o de compatibilizar o perfil horossazonal de produção e consumo de energia elétrica. Uma parcela crescente da geração advém de fontes renováveis, fontes cujo perfil de produção horossazonal é ditado pela disponibilidade do recurso energético. Este perfil impõe novos desafios. Dada a grande participação hidrelétrica – uma fonte de geração muito versátil e flexível – tem sido possível acomodar as fontes de produção variável, mas em breve as variações da carga líquida (i.e., demanda instantânea de energia subtraída da geração das fontes não controláveis) superarão a capacidade de resposta dos recursos flexíveis disponíveis.

O problema é que a atual estrutura do mercado de energia elétrica não proporciona incentivos para se investir nas tecnologias capazes de atender a estas necessidades. É preciso atuar para a **modernização do mercado de energia elétrica** a fim de fomentar a implantação dos recursos necessários pois, caso contrário, o suprimento de energia será cada vez mais fragilizado.

O segundo desafio é a crescente descentralização da produção que, quando somada à variação dos perfis horossazonais de produção, demanda muito mais das redes de transmissão e distribuição. No passado, a energia elétrica era produzida em grandes usinas de geração, conectadas à rede básica de transmissão, cuja produção era modulada de forma a seguir o perfil da carga.

Hoje, uma parcela crescente da produção advém de geradores de pequeno porte dispersos pelo país, com destaque para geração distribuída, sendo que grande parte destes geradores é implantada nas instalações das unidades de consumo. O resultado é uma alteração radical no padrão de fluxos elétricos para o qual se requer um **robustecimento das redes de transmissão e distribuição**.

O terceiro desafio é a gestão de risco. O sistema de leilões de energia geridos pelo governo federal tem assegurado a expansão do setor, mas às custas da imposição de um regime de contratação de energia rígido e custoso para as distribuidoras e seus consumidores. Esta rigidez tem inviabilizado uma gestão eficiente do risco associado às seguintes variações:

- da carga, ocasionada pela instalação de geradores nas unidades de consumo e adoção de novos aparelhos elétricos (intensificação do uso de ar-condicionado, advinda de veículos elétricos, baterias, equipamentos inteligentes...);
- da disponibilidade dos recursos energéticos (hidrologia, vento, radiação solar, biomassa); e
- dos preços dos combustíveis.

O caminho mais promissor para sanar este problema é a **abertura de mercado para viabilizar a liberalização da comercialização de energia disciplinada pela concorrência**.

4.2 MODERNIZAÇÃO DO MERCADO DE ENERGIA

4.2.1 IMPLEMENTAÇÃO DOS LEILÕES PARA CONTRATAÇÃO DE LASTRO

Para atender ao perfil horossazonal da carga líquida, depois da subtração da produção advinda das fontes não controláveis, são necessárias usinas que sejam capazes de modular sua produção. Tal modulação requer flexibilidade tanto para ajustar a sua produção conforme a programação de despacho quanto em termos de rapidez de resposta para ajustar-se às condições vigentes.

O subconjunto de usinas capazes de atender a estes requisitos é pequeno e tende a envolver usinas mais caras. Por isto, é necessário alterar os mecanismos de mercado utilizados para a contratação de energia a fim de assegurar que o parque gerador futuro disponha dos recursos necessários para atender aos requisitos futuros.

Isso pode ser alcançado com uma nova delimitação dos produtos a serem contratados nos leilões. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) caminha nesta direção ao propor leilões para múltiplos produtos, o que incluiria (EPE, 2019):

- energia;
- lastro de produção; e
- lastro de capacidade (potência).

Também se percebe que as autoridades se preocupam com a provisão de flexibilidade com a rapidez requerida. Entre os requisitos exigidos no 'Leilão de Reserva de Capacidade na Forma de Potência', realizado em dezembro de 2021 (Leilão 11/2021-Aneel) incluem-se:

- tempo mínimo de permanência na condição ligado (*Ton*): ≤ 12 horas;
- tempo mínimo de permanência na condição desligado (*Toff*): ≤ 4 horas;
- tempo total de rampa de acionamento (*Rup*): ≤ 7 horas;
- tempo total de rampa de desligamento (*Rdown*): ≤ 1 hora; e
- relação entre a geração mínima e a geração máxima (*Gmin/Gmax*): $\leq 80\%$.

Tais exigências sugerem que logo pode vir a ser necessária uma delimitação de produtos ainda mais precisa, o que resultaria na definição de novos produtos.

A viabilização desta contratação mais adequada às necessidades do sistema requererá leilões mais sofisticados que possam lidar com a precificação de múltiplos produtos simultaneamente, o que é conhecido na literatura especializada como 'leilões combinatórios'.

Embora o tema seja extremamente técnico, a Presidência da República, representada pelo Ministério de Minas e Energia, tem um papel importante na promoção das mudanças legais necessárias para viabilizar um novo sistema de leilões de energia, já que tais alterações demandarão articulação no Congresso Nacional.

As linhas gerais das mudanças legais requeridas já foram extensamente analisadas na **Consulta Pública 33/2017 do Ministério de Minas e Energia** (MME) e incorporadas ao **Projeto de Lei 414/2021**, que já passou no Senado Federal e que agora tramita em Comissão Especial da Câmara dos Deputados. Paralelamente, já se inicia uma discussão da regulamentação necessária para o detalhamento dos mecanismos requeridos na **Consulta Pública 146/2022 do MME**.

PROPOSTA 3.1

Implementar licitações para atendimento de requisitos do sistema com custeio por todos os consumidores do sistema, conforme proposto no Projeto de Lei 414/2021

4.2.2 APRIMORAR A FORMAÇÃO DE PREÇOS E A GESTÃO DE RISCOS

Um dos pontos fracos do atual marco regulatório do setor elétrico brasileiro é a gestão do risco. As decisões de acionamento das usinas são definidas de forma centralizada pelo ONS, com os agentes sendo remunerados pelo custo. Portanto, os agentes dispõem de pouca autonomia para gerir o risco e a maior parte dos riscos acaba sendo socializado.

Por exemplo, grande parte do risco hidrológico é rateado entre os consumidores por meio dos contratos de energia no regime de cotas ou pelos contratos repactuados, e o risco que permanece com os geradores hidrelétricos é rateado entre estes por meio do Mecanismo de Realocação de Energia.

Outro exemplo é o custo da compensação das variações advindas de fontes de geração variável que é, em grande medida, rateado entre os consumidores por meio do Encargo do Serviços do Sistema (ESS).

O efeito destas “socializações” é que o risco acaba tendo um papel secundário nas decisões de investimento e de comercialização dos agentes.

Sabe-se há anos que a cadeia de modelos computacionais empregadas para definir o acionamento das usinas e a precificação da energia apresenta uma série de distorções, mas os aprimoramentos tendem a ser lentos e limitados, pois as mudanças precisam ser consensadas.

Os resultados dos modelos computacionais dependem dos dados de entrada considerados, o que inclui projeções sobre a evolução da carga, custos dos combustíveis, datas de entrada em operação das usinas em construção, entre outros fatores. Geralmente há divergências entre os agentes quanto a cada um destes pressupostos, mas na operação centralizada é necessário decidir com base em um cenário oficial.

Esta socialização dos efeitos das decisões conjuntas reduz os incentivos para a tomada de medidas que aprimoram a eficiência. Por exemplo, uma hidrelétrica poderia obter um ganho de produtividade investindo na modernização de suas unidades geradoras que mais que compensaria o custo do investimento, mas dado que grande parte dos benefícios advindos do seu ganho de produtividade acabam sendo compartilhados com outros geradores, não há incentivos para o proprietário da usina investir.

Também há muitos questionamentos dos agentes quanto à adequação da precificação obtida pelos modelos computacionais. Os preços são definidos com base em projeções de vazões proporcionadas por modelos estatísticos pouco confiáveis e resultam em elevada volatilidade que não se coaduna com a estabilidade esperada da capacidade de armazenamento dos reservatórios hidrelétricos. Além disso, a precificação é baseada em modelos matemáticos que não levam em conta os custos de oportunidade dos agentes, afastando-se da lógica de mercado.

Para superar estas deficiências é necessário proporcionar maior autonomia operacional aos agentes e fazer com que cada um arque com as consequências de suas decisões individuais, o que remete aos dilemas do debate histórico do ‘cálculo socialista’. Como argumentado no livro *Reflexões sobre uma Arquitetura de Mercado para o Setor Elétrico Brasileiro* (Hochstetler (coord.), 2019):

“Embora a abordagem centralizada facilite a exploração das sinergias da operação integrada, o resultado da otimização centralizada depende fundamentalmente da qualidade das informações fornecidas e dos modelos utilizados para auxiliar a tomada de decisões.

Comparações de simulações [...] demonstram que informações equivocadas contidas nos *decks* de dados de entrada dos modelos computacionais oficiais podem distorcer substancialmente o planejamento da operação.” (p. 182)

“O fato, no entanto, é que o conhecimento é descentralizado. Cada agente dispõe de um conjunto de informações privadas que são conhecidas apenas pelo próprio agente ou por um subconjunto de agentes (i.e., conhecimento sobre recursos energéticos potenciais, custos de diferentes tipos de empreendimentos, custo de desenvolvimento de projetos em determinada localidade, custos de mitigação dos impactos socioambientais, custo dos insumos, tendência de crescimento do consumo e do perfil da curva de carga etc.).” (p. 183)

“Daí decorre a importância de se analisar cuidadosamente o processo de obtenção de informações. Mais especificamente, é preciso examinar:

- a eficácia dos processos de agregação de informações; e
- a estrutura de incentivos dos agentes para proporcionar informações fidedignas.

Essas são questões que já vêm sendo estudadas por economistas há décadas, começando pelo debate histórico sobre o “cálculo socialista”, até os dias de hoje, em que se dispõe de um rico arsenal conceitual advindo da Teoria de Desenho de Mecanismos para se analisar os prós e contras de diferentes ‘mecanismos’ utilizados para definir a produção de bens e serviços na economia.” (p.184)

“Uma das vantagens da ‘coordenação via mercado’ *vis-à-vis* o ‘comando e controle via planejamento central’ é que, no mercado, os agentes dispõem de autonomia para tomar suas próprias decisões de produção e consumo em função dos preços de mercado. Isso faz com que os agentes se ajustem automaticamente às forças de oferta e demanda no mercado de modo a convergir para uma situação de equilíbrio. Assegura-se, desta forma, que as decisões de produção e consumo são definidas pelos agentes que dispõem do melhor conhecimento dos custos, das restrições e da valoração específica envolvidos nas transações.

Outro aspecto atraente da coordenação via mercado é que ela capta a diversidade de expectativas futuras. Assim, tende-se a obter resultados mais robustos que incorporam a diversidade de perspectivas dos agentes.” (p. 188)

A implementação de uma precificação e despacho com base em lances de oferta submetidos pelos agentes requer uma cuidadosa estruturação dos mercados para lidar com externalidades, com o risco de abuso de poder de mercado e com a assimetria de informação para que seja possível assegurar a convergência a um ponto de equilíbrio. Sua implementação envolverá muitos desafios, mas os benefícios valem a pena.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) está realizando um estudo com assistência técnica do Banco Mundial, por meio do Projeto Meta II, para avaliar a estruturação de um mercado com base em lances de preços.

PROPOSTA 3.2

Estruturar o Mercado de Curto Prazo para operar com base em lances de oferta submetido pelos agentes

4.2.3 ESTABELECIMENTO DE MECANISMOS PARA A CONTRATAÇÃO DE SERVIÇOS ANCILARES

Serviços ancilares são serviços necessários para resguardar a estabilidade do sistema, seja provendo controle de frequência, regulação de tensão, suporte de reativos ou serviços emergenciais.

Embora sejam serviços suplementares, que representam uma parcela muito pequena dos custos de suprimento de energia, eles são essenciais para assegurar a confiabilidade do suprimento. A demanda por tais serviços vem aumentando rapidamente em função da crescente participação de fontes variáveis, que ampliam a volatilidade da carga líquida do sistema.

A necessidade de aprimoramento dos mecanismos para assegurar a oferta de serviços ancilares já é conhecida há muito tempo.

O tema começou a ser debatido em 2019, quando a Aneel realizou a **Tomada de Subsídios 06/2019**, ocasião em que a Agência promoveu um workshop com o ONS para discutir o assunto. Algumas propostas para promover avanços pontuais foram apresentadas na **Consulta Pública 83/2021**.

Mais recentemente, o Ministério de Minas e Energia abriu a **Consulta Pública 145/2022** para avaliar, entre outras questões:

- quais instituições devem ser responsáveis pela definição dos requisitos do sistema;
- como aprimorar a integração do planejamento com a operação; e
- como podem ser estruturados mecanismos de mercado para assegurar a oferta dos serviços ancilares necessários.

A adoção de mecanismos de mercado para a contratação de serviços ancilares é muito importante para:

- assegurar uma remuneração suficiente para prover a oferta adequada do serviço no longo prazo;
- promover uma concorrência ampla entre fontes que permita o suprimento mais eficiente; e
- proporcionar maior agilidade na provisão do serviço.

Este tema é muito técnico, mas dada a sua importância para resguardar a robustez do suprimento de energia, ele deve estar na pauta de prioridades do Poder Executivo, tendo o respaldo de sua liderança máxima para assegurar a priorização do tema e de sua implementação.

PROPOSTA 3.3

Adotar mecanismos de mercado para a contratação de serviços ancilares

4.3 ROBUSTECIMENTO DAS REDES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO

Um dos desafios associados à nova composição da matriz elétrica é a provisão de uma rede de transmissão capaz de acomodar todos os fluxos elétricos.

Cada vez mais a geração advém das fontes eólica, solar, hidrelétricas de pequeno porte e de biomassa. Estas fontes apresentam três características que tornam o planejamento e operação da rede de transmissão muito desafiadores:

- estas fontes são caracterizadas por usinas de pequeno porte dispersas geograficamente;
- o tempo de construção das usinas requeridas para aproveitar essas fontes é menor do que o exigido pelas grandes usinas tradicionais; e
- a sua produção é variável, o que acarreta variações na magnitude e – possivelmente – na direção dos fluxos nas redes de transmissão ao longo do tempo.

A primeira e a segunda característica são desafios para o planejamento da expansão das redes de transmissão. Como o tempo requerido para a instalação de novas linhas de transmissão é maior do que o tempo requerido para a instalação destas usinas, torna-se necessário definir a expansão da rede básica de transmissão antes de se conhecer exatamente quais e onde tais usinas serão construídas.

A expansão da transmissão passa a ser prospectiva e baseada no mapeamento dos recursos em vez das usinas específicas. Pode-se ter uma boa noção sobre de onde virá grande parte da oferta futura a partir da identificação das áreas mais atraentes em função das características dos recursos energéticos disponíveis e dos custos para seu aproveitamento em cada local.

A terceira característica é desafiadora da perspectiva operacional. As redes de transmissão precisam ser robustas suficientes para lidar com variações na intensidade e na direção dos fluxos de potência. Para isto, torna-se cada vez mais importante a digitalização da rede para permitir um monitoramento mais detalhado e a realização de manobras para gerenciar os fluxos de forma dinâmica.

Conjuntamente, estas características apontam para a necessidade de ampliação da capacidade das interligações regionais para viabilizar um melhor aproveitamento das sinergias advindas da geração a partir das diversas fontes ou das sinergias advindas da mesma fonte localizada em diferentes regiões.

O estrangulamento da capacidade de escoamento de energia entre regiões já está comprometendo a entrada de novos empreendimentos e – o que é mais grave – está inviabilizando o pleno aproveitamento da produção de energia de empreendimentos já instalados.

O ONS vem apresentando relatório mensal de *Acompanhamento das Reduções de Geração*, em que reporta as restrições de geração. O problema é especialmente agudo para parques eólicos e solares no sudoeste da Bahia cujos fluxos seriam escoados na interligação Fluxo Nordeste – Sudeste (F-NESE). Há parques eólicos que foram impedidos de produzir mais de 5% de sua Garantia Física em função dos gargalos de transmissão (classificados como ‘restrição elétrica’ ou de ‘confiabilidade’).

A questão voltou a ser discutida recentemente na Aneel, na segunda fase da **Consulta Pública 45/2019**. Na carta CTA-ONS DOP 1571/2021, de 02/08/2021, o ONS informou que o Fluxo Nordeste – Sudeste (F-NESE) é bastante sensível às elevações de geração eólica e solar do Sudoeste da Bahia e que, para eliminação de violações desse fluxo, seria recomendada a redução prioritariamente de geração de parques eólicos e fotovoltaicos que têm sensibilidade significativa no controle de tais violações de natureza elétrica.

PROPOSTA 3.4

Promover o robustecimento das interligações regionais de forma proativa para viabilizar maior incorporação de fontes variáveis

Além de investimentos na expansão da capacidade de escoamento, deve-se buscar revisão da regulamentação para incentivar investimentos em equipamentos que possibilitam uma gestão mais ativa da rede pelos agentes de transmissão e distribuição. Isso tem o potencial de ampliar a capacidade de escoamento de instalações existentes, mitigando os efeitos destes gargalos, além de poupar investimentos em expansão de capacidade adicional das redes de transmissão e distribuição.

PROPOSTA 3.5

Criar condições para viabilizar investimentos na modernização das redes de transmissão e distribuição

5 CONCLUSÕES

O setor elétrico passa por profundas transformações que são impulsionadas por três fenômenos:

- a necessidade de redução das emissões de carbono para mitigar as mudanças climáticas;
- o combate à persistente pressão inflacionária, resultante dos imensos estímulos fiscais e monetários realizados em todo mundo nos últimos anos; e
- as mudanças estruturais no setor elétrico, com suprimento crescente advindo de fontes dispersas, de pequena escala e de produção variável, e novos padrões de consumo propiciados pela introdução de novas tecnologias.

Nos próximos quatro anos, o Poder Executivo terá a oportunidade de liderar este processo de transformação, antecipando as adaptações do marco regulatório necessárias para se adequar ao novo cenário que se configurará nas próximas décadas.

Embora o setor elétrico no Brasil não seja um grande emissor de gases efeito estufa, há medidas que podem ser tomadas no setor para colaborar para a redução das emissões. Destaca-se que várias medidas visando a reduzir as emissões – como o descomissionamento de usinas a combustíveis fósseis de alto custo variável unitário – não só contribuem para a redução das emissões, mas também para a modicidade tarifária.

Medidas para reduzir o custo do fornecimento de energia elétrica podem contribuir de forma muito significativa para o combate da inflação. Afinal, a eletricidade é um insumo essencial e onipresente em todas as atividades econômicas. A conta de energia elétrica também responde por uma parcela relevante do orçamento familiar da maioria das famílias brasileiras. Além disso, é essencial lembrar que a redução da tarifa de energia elétrica contribui para a própria sustentabilidade do setor, já que hoje os consumidores dispõem de alternativas de autossuprimento para evitar os sobrecustos acarretados pelos tributos, encargos e ineficiências que oneram as tarifas de energia elétrica.

Por fim, o robustecimento das redes de transmissão e distribuição é necessário para suportar a alteração nos padrões de fluxos de potência que ocorrerão nos próximos anos. Também é necessário modificar a forma como a energia elétrica é comercializada para se adequar à nova estrutura de oferta e demanda de energia elétrica, de forma a promover uma melhor gestão do risco e proporcionar uma sinalização de preços que induza os agentes a um equilíbrio eficiente.

Diante de tantas pressões e do turbilhão de transformações em curso, é fácil recair em uma postura defensiva e reativa. Mas este não é o melhor caminho. Como dizia o escritor e diplomata português Eça de Queiroz (1845-1900):

“O pessimismo é excelente para os inertes porque lhes atenua o desgracioso delito da inércia.”

Não podemos recair ao pessimismo e à inércia. Pelo contrário, precisamos antecipar as mudanças requeridas, promovendo as alterações estruturais de forma proativa. Neste *White Paper* buscou-se identificar medidas concretas e que podem ser adotadas no curto prazo para fazer frente aos novos desafios. As 21 propostas que foram detalhadas ao longo deste documento são elencadas na tabela a seguir.

PROPOSTAS DO SETOR ELÉTRICO PARA O PRÓXIMO MANDATO PRESIDENCIAL		
TRANSIÇÃO ENERGÉTICA E SUSTENTABILIDADE	1.1	Eliminar a possibilidade de concessão de subsídio para novas outorgas de geração termelétrica a carvão mineral
	1.2	Encurtar o prazo para implementação do Programa de Desativação e Descomissionamento de Instalações de usinas de geração termelétrica a carvão mineral nacional previsto pela Lei 14.299/2022 para acelerar o processo de redução de emissões de GEE
	1.3	Substituir por fontes menos poluentes as termelétricas que emitem mais GEE e cujos contratos expirarão nos próximos anos
	1.4	Promover o atendimento de Sistemas Isolados com fontes renováveis e sistemas de armazenamento de energia em vez de termelétricas a óleo combustível e óleo diesel, conforme possibilidade já prevista na Lei 14.182/2021
	1.5	Regulamentar o mercado de carbono de forma a permitir a utilização de permissões para compensação de emissões de GEE de forma interanual entre todos os setores da economia
	1.6	Regulamentar os programas de revitalização de recursos hídricos previstos na Lei 14.182/2021 para promover projetos de reflorestamento que sirvam também como sumidouros de GEE, creditando as reduções de GEE resultantes destes programas no total de emissões do setor elétrico
	1.7	Promover mecanismos que viabilizem a concepção de produtos produzidos com energia renovável sem emissões de GEE (“energia verde”), capitalizando a ampla disponibilidade de recursos energéticos naturais de nosso país
MODICIDADE E COMPETITIVIDADE	2.1	Conter a elevação de alíquotas de tributos sobre serviços essenciais como a energia elétrica
	2.2	Promover a reforma tributária que simplifique a tributação e a torne mais eficiente, reduzindo os custos de conformidade das atividades produtivas
	2.3	Assegurar que as rendas auferidas de concessões sejam direcionadas para reduzir os encargos e as tarifas de transporte de energia
	2.4	Reduzir os subsídios para irrigação e aquicultura
	2.5	Na renegociação do Anexo C do Tratado de Itaipu, deve-se buscar: <ul style="list-style-type: none"> • a permanência do regime de definição da tarifa da Itaipu Binacional pelo custo; • o estabelecimento de procedimentos para assegurar a contratação antecipada da potência da Itaipu Binacional; • a permanência da comercialização de energia no país unicamente por meio da ENBPar, que revenderia a energia em leilões públicos abertos a todos os agentes; e • o direcionamento dos recursos advindos da diferença entre o preço de venda da energia leiloada pela ENBPar e a tarifa de aquisição da energia da Itaipu Binacional para a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) a fim de reduzir os encargos
	2.6	Preservar a disciplina fiscal e monetária para restaurar a credibilidade do regime fiscal
	2.7	Resguardar a segurança jurídica e institucional do setor elétrico, bloqueando intervenções, especialmente a partir de ‘jabutis’ oportunistas
	2.8	Aprimorar a governança institucional entre os órgãos competentes pela gestão dos recursos hídricos
	2.9	Aprovar no Senado as ‘Debêntures de Infraestrutura’, como proposto no Projeto de Lei 2.646/2020
REVOLUÇÃO ELÉTRICA	3.1	Implementar licitações para atendimento de requisitos do sistema com custeio por todos os consumidores do sistema, conforme proposto no Projeto de Lei 414/2021
	3.2	Estruturar o Mercado de Curto Prazo para operar com base em lances de oferta submetido pelos agentes
	3.3	Adotar mecanismos de mercado para a contratação de serviços ancilares
	3.4	Promover o robustecimento das interligações regionais de forma proativa para viabilizar maior incorporação de fontes variáveis
	3.5	Criar condições para viabilizar investimentos na modernização das redes de transmissão e distribuição

6 REFERÊNCIAS

- Ande (2021). *Plan Maestro de Generación (Período: 2021-2040)*. Asunción: Administración Nacional de Electricidad – Ande.
- Bruckner T. et al. (2014) “Energy Systems” in Edenhofer, O. et al. (eds.) *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge: Cambridge University Press.
- EPE (2019). Relatório de apoio ao Workshop de Lastro e Energia. (Grupo de Trabalho Modernização do Setor Elétrico). Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2022a). Proposta de Diretrizes para a Consideração de Benefícios Ambientais no Setor Elétrico – Lei 14.120/2021. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.
- EPE (2022b). Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. Brasília: Ministério de Minas e Energia / Empresa de Pesquisa Energética.
- Hochstetler (coord.) (2019). *Reflexões sobre uma Arquitetura de Mercado para o Setor Elétrico Brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia Editora.
- Instituto Acende Brasil (2012). Mudanças Climáticas e o Setor Elétrico Brasileiro. *White Paper 6*, São Paulo, 28 p.
- Instituto Acende Brasil (2021). Matriz Elétrica do Futuro: Diversificada, Dispersa e Integrada. *White Paper 26*, São Paulo, 44 p.
- Instituto Acende Brasil (2022). Transformações e Inovações na Distribuição e Comercialização de Eletricidade. *White Paper 27*, São Paulo, 32 p.
- Salto, F. (2018). Dívida Bruta: Evolução e Projeções (Estudo Especial no 7). Brasília: Instituto Fiscal Independente (IFI).
- Observatório do Clima (2020). Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG). Disponível em: <http://seeg.eco.br/#> (acessado em: 30/ago/2022).
- OCDE (2015). *Governança dos Recursos Hídricos no Brasil*. Paris: Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômicos (OCDE). Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1787/9789264238169-pt>.
- Organização Meteorológica Mundial (2022), *State of Global Water Resources 2021 (WMO-No. 1308)*. Genebra: World Meteorological Organization (WMO).
- PwC / Instituto Acende Brasil (2022). Estudo sobre carga tributária e encargos do setor elétrico brasileiro (Período base: 2021). São Paulo: PwC / Instituto Acende Brasil.
- Secretaria do Tesouro Nacional (2022). Estimativa da Carga Tributária Bruta do Governo Geral. Brasília: Ministério da Economia / Tesouro Nacional.

ANEXO I: TERMELÉTRICAS EM FIM DE CONTRATO

USINA	POTÊNCIA	FIM DE CONTRATO	USINA	POTÊNCIA	FIM DE CONTRATO
CANOAS	248,6	30/12/21	NORTEFLU-1	400,0	30/03/24
URUGUAIANA	639,9	31/12/21	NORTEFLU-2	100,0	30/03/24
C. ROCHA	85,4	31/12/21	NORTEFLU-3	200,0	30/03/24
JARAQUI	75,5	31/12/21	NORTEFLU-4	126,8	30/03/24
MANAUARA	66,8	31/12/21	TERMOPE	532,8	30/05/24
PONTA NEGRA	66,0	31/12/21	TERMORIO	1.036,0	30/12/24
TAMBAQUI	93,0	31/12/21	CUBATAO	216,0	30/12/24
W. ARJONA	177,1	31/12/21	TERMOCEARA	223,0	30/12/24
APARECIDA	166,0	31/12/21	N.PIRATINING	572,1	30/12/24
ST.CRUZ 34	436,0	31/12/21	MARACANAU I	168,0	30/12/24
PIRAT.12 G	200,0	31/12/21	TERMOCABO	49,7	30/12/24
CUIABA G CC	529,2	31/12/21	TERMONE	170,9	30/12/24
T.NORTE 2	340,0	31/12/21	TERMOPB	170,9	30/12/24
ARAUCARIA	484,5	31/12/21	GERAMAR II	165,9	30/12/24
R.SILVEIRA	25,0	31/12/21	GERAMAR I	165,9	30/12/24
JUIZ DE FORA	87,1	30/01/22	VIANA	174,6	30/12/24
IBIRITE	226,0	30/07/22	CAMPINA GDE	169,1	30/12/24
MARAN V L22	1,1	30/12/22	GLOBAL I	148,8	30/12/24
MARAN V L7	336,5	30/12/22	GLOBAL II	148,8	30/12/24
MARAN IV L22	1,1	30/12/22	LINHARES	204,0	30/12/25
MARAN IV L7	336,5	30/12/22	TERMOMACAE	928,7	30/12/25
N.VEN 2 L22	27,0	30/12/22	PALMEIRAS GO	175,6	30/12/25
N.VEN 2 L7	151,0	30/12/22	BAHIA I	31,0	30/12/25
ALTOS	13,1	30/12/22	ST.CRUZ NOVA	500,0	30/12/26
ARACATI	11,5	30/12/22	P. PECEM I	720,3	30/12/26
BATURITE	11,5	30/12/22	PORTO ITAQUI	360,1	30/12/26
CAMPO MAIOR	13,1	30/12/22	SUAPE II	381,3	30/12/26
CAUCAIA	14,8	30/12/22	CANDIOTA 3	350,0	30/12/27
CRATO	13,1	30/12/22	J.LACERDA C	363,0	30/12/27
ENGUIA PECEM	14,8	30/12/22	J.LACERDA B	262,0	30/12/27
IGUATU	14,8	30/12/22	J.LACERDA A2	132,0	30/12/27
JUAZEIRO N	14,8	30/12/22	J.LACERDA A1	100,0	30/12/27
MARAMBAIA	13,1	30/12/22	P. PECEM II	365,0	30/12/27
NAZARIA	13,1	30/12/22	FIGUEIRA	20,0	30/12/27
DAIA	44,4	30/12/22	PERNAMBUCO III	200,8	30/12/27
FORTALEZA	326,6	30/12/23	VALE DO ACU	367,9	30/09/28
TRES LAGOAS	350,0	30/12/23	MARANHAO III	518,8	30/12/33
Cisframa	4,0	30/12/23	BAIXADA FLU	530,0	30/12/33
SEROPEDICA	385,9	30/12/23			
GOIANIA II	140,3	30/12/23			
POTIGUAR III	66,4	30/12/23			
POTIGUAR	53,1	30/12/23			
TERMOMANAUS	143,0	30/12/23			
PAU FERRO I	94,1	30/12/23			
XAVANTES	53,6	30/12/23			
MURICY	147,2	30/12/23			
CAMACARI PI	150,0	30/12/23			
PETROLINA	136,2	30/12/23			
TERMOBAHIA	185,9	28/02/24			

COMO REFERENCIAR ESTE TRABALHO:

Instituto Acende Brasil (2022). *Propostas do Setor Elétrico para o Próximo Mandato Presidencial (2023-2026)*. White Paper 28, São Paulo, 56 p.

Presidente
Diretor Executivo
Diretor de Sustentabilidade
Diretor de Assuntos Regulatórios
Gerente Sênior de Projetos
Comunicação e Cursos
Engenheiro Sênior
Engenheiro Sênior
Economista Pleno
Assuntos Administrativos
Secretária Executiva

Claudio J. D. Sales
Eduardo Müller Monteiro
Alexandre Uhlig
Richard Lee Hochstetler
Patrícia Guardabassi
Melissa Oliveira
Joaci Lima Oliveira
João Cho
Fabrizio Lóes
Eliana Marcon
Marina Seixeiro

ENDEREÇO

Rua Joaquim Floriano, 466
Ed. Corporate • Conj. 501 • Itaim Bibi
CEP 04534-004 • São Paulo • SP
Telefone: +55 (11) 3704-7733

www.acendebrazil.com.br

O Instituto Acende Brasil é um Centro de Estudos que desenvolve ações e projetos para aumentar o grau de Transparência e Sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro. Para alcançar este objetivo, adotamos a abordagem de Observatório do Setor Elétrico Brasileiro. Atuar como um Observatório significa pensar e analisar o setor com lentes de longo prazo, buscando oferecer à sociedade um olhar que identifique os principais vetores e pressões econômicas, políticas e institucionais que moldam as seguintes dimensões do Setor Elétrico Brasileiro:



AGÊNCIAS
REGULADORAS



GOVERNANÇA
CORPORATIVA



IMPOSTOS E
ENCARGOS



LEILÕES



MEIO AMBIENTE
E SOCIEDADE



OFERTA DE
ENERGIA



RENTABILIDADE



TARIFA E
REGULAÇÃO