

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico



Agosto de 2021

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Estudo idealizado pelo Instituto Escolhas

Coordenação Geral

Sérgio Leitão (Instituto Escolhas)

Larissa Rodrigues (Instituto Escolhas)

Coordenação e Execução Técnica

Lavinia Hollanda (Escopo Energia)

Leticia Lorentz (Escopo Energia)

Gabriela Nascimento da Silva (Escopo Energia)

Citar como:

Instituto Escolhas. Relatório Desestatização da Eletrobras: impactos no planejamento do setor elétrico. São Paulo, 2021.

São Paulo, agosto de 2021.

Apoio:



Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

1. Introdução

A conversão da Medida Provisória (MP) 1.031/2021¹ na Lei 14.182/2021², no dia 12 de julho, gerou uma grande discussão entre os especialistas do setor elétrico. A desestatização da Eletrobras vem sendo discutida no Congresso Nacional desde 2017, mas só chegou a ser votada em 2021, por meio da MP 1.031. Ao longo da discussão da MP 1.031 entre os parlamentares, houve diversas emendas ao texto original, em sua maioria sem qualquer relação direta com o processo de desestatização, mas com o potencial de impactar o planejamento energético do Brasil. Apesar das tentativas de alertar sobre as possíveis consequências de tais emendas para o setor elétrico, existe uma lacuna de estudos que se dedicaram a comparar os efeitos da desestatização da Eletrobras com o que já estava indicado no planejamento energético em longo prazo.

Dessa forma, este estudo propõe uma análise dos potenciais impactos da Lei 14.182/2021 sobre o setor energético, em comparação com as diretrizes já estabelecidas pelo órgão planejador nos documentos oficiais. O objetivo principal é entender, de forma concreta, as mudanças que a Lei poderá trazer em relação ao que já estava previsto pelo planejador.

Para tanto, a análise partiu da identificação dos “jabutis”¹ incluídos na Medida Provisória e sancionados na Lei, selecionando aqueles que têm maiores implicações ao setor energético – contratação de termelétricas a gás natural, construção do Linhão de Tucuruí, reservas para Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCHs), novas concessões para hidrelétricas e extensão do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa).

Feito isso, foi desenvolvida uma revisão dos documentos oficiais do planejamento energético do Brasil a fim de verificar os pontos convergentes e divergentes. Também foram analisadas as Leis que interagem com esses pontos, além de documentos relacionados a questões transversais, como a MP 1.055/2021, que trata da crise hidroenergética pela qual o país passa atualmente. Além dos documentos do governo, foram consultados artigos científicos e opiniões de especialistas divulgadas em jornais e *webinars* que discutiram a medida nos últimos meses.

O estudo é organizado da seguinte forma: a seção 2 retoma o histórico da Eletrobras e do debate sobre sua privatização, o surgimento da Lei 14.182/2021, o formato como ocorrerá a capitalização e seus impactos; nessa seção descreve-se, ainda, a configuração do planejamento energético do Brasil; na seção 3 está o núcleo do estudo, no qual são desenvolvidas as análises das medidas consideradas de maior importância; finalmente, a seção 4 traz as principais conclusões.

¹ As emendas inseridas em proposições legislativas que pouco têm a ver com o texto original são conhecidas como “jabutis”.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

2. Histórico e capitalização da Eletrobras

Desde sua criação, em 1962, a Eletrobras teve um papel fundamental para a expansão da oferta de eletricidade no país, promovendo estudos e projetos na geração, transmissão e distribuição de energia. A *holding* de economia mista, na qual o governo é acionista majoritário, é a maior companhia do setor na América Latina. No Brasil, a geração da Eletrobras representa em torno de 30% da capacidade instalada total, e quase metade das linhas de transmissão.

Em 2020, o capital social da Eletrobras totalizava R\$ 39,057 bilhões, divididos entre ações ordinárias e preferenciais, conforme mostra a Tabela 1. O organograma da Figura 1 mostra a estrutura societária da empresa que, no final de 2020, era formada pela *holding* e por sete controladas (sendo seis operacionais), 50% da participação de Itaipu Binacional, o Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel) e a empresa de Participações Eletropar. Essas empresas concentram 48 usinas hidrelétricas, 14 termelétricas a gás natural, óleo e carvão, duas term nucleares, 43 usinas eólicas e uma usina solar, além de 76.128,54 km de linhas de transmissão (Anexo 1).

TABELA 1 - COMPOSIÇÃO ACIONÁRIA DA ELETROBRAS EM 31/12/2020. FONTE: RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2020³

Acionistas	Tipos de ações			Total	%
	Ordinárias	Preferencial A	Preferencial B		
Acionista controlador					
União Federal	667.888.884	0	494	667.889.378	42,57%
BNDESpar	141.757.951	0	18.691.102	160.449.053	10,23%
BNDES	74.545.264	0	18.262.671	92.807.935	5,92%
FND	45.621.589	0	0	45.621.589	2,91%
FGHAB	1.000.000	0	0	1.000.000	0,06%
Demais acionistas					
Outros	358.028.908	146.920	242.987.127	601.162.955	38,32%

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

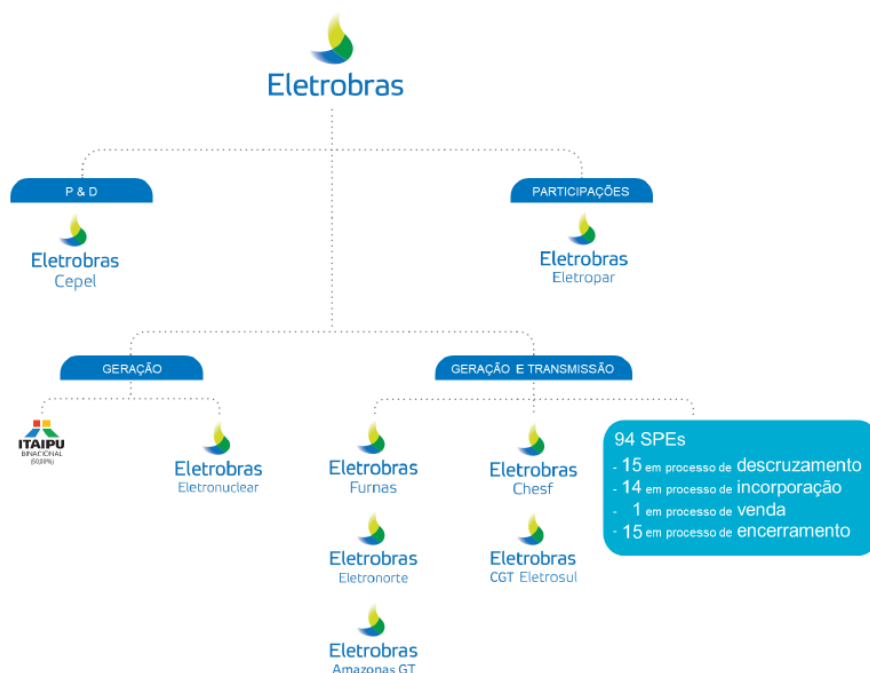


FIGURA 1 - ESTRUTURA SOCIETÁRIA DA ELETROBRAS. FONTE: RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2020³

As reformas institucionais e as privatizações na década de 1990 acarretaram a perda de algumas funções e em mudanças no perfil da Eletrobras. Neste período, em decorrência do Programa Nacional de Desestatização (PND), foram desestatizadas as empresas estaduais de distribuição, restando sob controle da Eletrobras as distribuidoras dos estados de Alagoas, Piauí, Rondônia, Acre, Roraima e Amazonas. A desestatização destas foi retomada em 2016, com o Programa de Parcerias de Investimentos (PPI), tendo sido concluído em 2018.

A proposta de privatização da Eletrobras ganhou força com a entrada do presidente Michel Temer em 2017, pressionado pelos efeitos da Lava Jato e sob a égide política da interferência mínima do Estado. No ano seguinte foi enviado ao Congresso o Projeto de Lei (PL) 9.463/2018, argumentando que a Eletrobras passava por dificuldades financeiras que não condiziam com a importância e o porte da empresa, e que sua ineficiência gerava grandes prejuízos que acabavam por reduzir sua participação na expansão da oferta de energia.

De fato, os últimos anos foram marcados por uma queda nos investimentos realizados pela empresa, que resultaram na redução de sua participação no setor. Não obstante, o PL 9.463/2018 não foi para a frente, e a discussão foi retomada no governo Bolsonaro, primeiro com uma nova tentativa de Projeto de Lei, o PL 5.877/2019, e mais recentemente com a Medida Provisória (MP) 1.031, de 23 de fevereiro de 2021. Cabe ressaltar aqui que o mecanismo da Medida Provisória, cujo prazo de apreciação é de 120 dias, é destinado a tratar situações de relevância e urgência, e no caso da desestatização da Eletrobras, foi usado como um caminho alternativo para destravar e acelerar o processo.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Evidentemente, a MP não era o instrumento adequado para tratar a privatização, uma vez que o prazo enxuto não é suficiente para desenvolver um estudo equivalente ao tamanho e à complexidade da Eletrobras, e tampouco possibilita o debate amplo que a pauta demanda. Todavia, de fevereiro a junho de 2021, mais de 500 propostas de emenda ao texto inicial foram feitas por deputados e senadores, nem sempre relacionadas com a desestatização da Eletrobras, culminando em sua aprovação na véspera de perder a validade.

As emendas inseridas em proposições legislativas que pouco têm a ver com o texto original são conhecidas como “jabutis”. No caso da MP 1.031, elas foram o resultado da pressão de grandes grupos de interesse e, em alguns casos, vetá-las significaria suspender também a desestatização, visto que parte desses “jabutis” estava no mesmo artigo que tratava da capitalização da empresa. Desta forma, a MP 1.031 seguiu para a sanção presidencial e foi aprovada com reduzidos vetos aos chamados “jabutis”, resultando na Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021.

• O modelo de privatização da Eletrobras

Conforme definido na nova Lei, o processo de desestatização da Eletrobras seguirá o formato de capitalização. Nessa modalidade, a empresa emite novas ações primárias, que são colocadas à venda para o mercado e, com isso, dilui-se a participação do governo no capital social da empresa, fazendo com que o governo deixe de ser o acionista majoritário. Neste processo, uma vez realizada a oferta de ações ao mercado, o recurso obtido com a venda, estimado pelo governo em R\$ 60 bilhões⁴, entra no caixa da Eletrobras, que fica, então, condicionada a atender às diversas obrigações estabelecidas no texto legal, a saber:

- Pagamento de bonificação pela outorga de novos contratos de concessão de geração de energia elétrica, correspondente a 50% do valor adicionado à concessão pelos novos contratos, abatidos os aportes anuais de:
 - R\$ 350 milhões pelo prazo de 10 anos para a revitalização dos recursos hídricos das bacias do Rio São Francisco e do Rio Parnaíba;
 - R\$ 295 milhões pelo prazo de 10 anos para a diminuição do custo de geração de energia na Amazônia Legal e melhoria na navegabilidade do Rio Madeira e do Rio Tocantins;
 - R\$ 230 milhões pelo prazo de 10 anos para a revitalização dos recursos hídricos das bacias hidrográficas na área de influência dos reservatórios das usinas hidrelétricas de Furnas.
- Pagamento à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) de 50% do valor adicionado à concessão pelos novos contratos ao longo de 30 anos;

Contudo, antes da emissão de ações e da oferta ao mercado propriamente dita, será necessária uma etapa de preparação da empresa e de seus ativos para esse processo. Por exemplo, o inciso I do artigo 3º, da nova Lei, estabelece que os ativos de Itaipu e da Eletronuclear, hoje subsidiárias da Eletrobras, precisarão ser cindidos antes da

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

capitalização, o que pode tomar tempo para ser executado. A estimativa do Ministério da Economia é que essa operação seja realizada até o final de fevereiro de 2022.

Mas, o que significa para o setor elétrico brasileiro a privatização da Eletrobras? Primeiramente, é importante fazer essa análise levando-se em consideração a concentração de ativos de geração e transmissão pertencentes à Eletrobras (Figura 2). Em 2020, a capacidade instalada de geração da Eletrobras, somadas todas as usinas, foi de 50.648,2 MW. O número inclui a parcela de propriedade integral da companhia (61,2%), os empreendimentos realizados por meio de Sociedades de Propósito Específico (SPE) (23,1%), e as de propriedade compartilhada (15,7%).

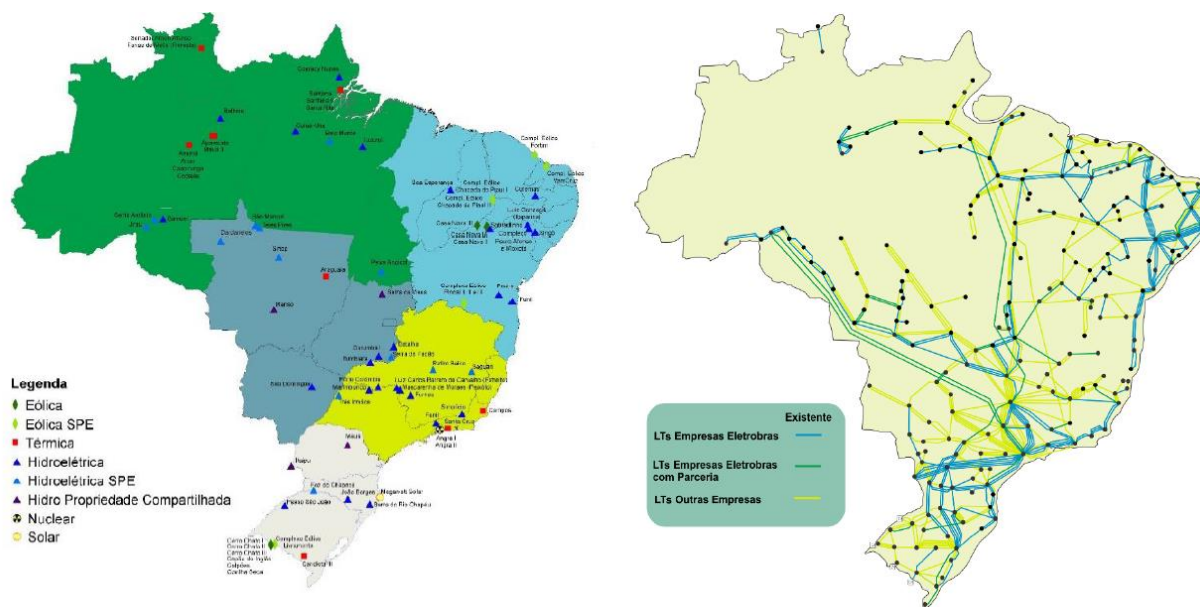


FIGURA 2 - MAPA 1 INDICA AS USINAS DA ELETROBRAS EM OPERAÇÃO EM 2020. MAPA 2 INDICA TODAS AS LINHAS DE TRANSMISSÃO DO BRASIL, COM DESTAQUE PARA AS DA ELETROBRAS, EM 2020. FONTE: RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO & DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2020³

Com a retirada da Eletronuclear e da parte brasileira da Itaipu, a capacidade da empresa será reduzida para 41.658,2 MW, o que representa cerca de 24% dos 174.412,68 MW instalados no Brasil em 2020. Das dez maiores usinas de geração de energia elétrica do país, a Eletrobras terá o controle de oito, através de suas subsidiárias Furnas, Chesf, Eletronorte e da participação de 49,98% na SPE Norte Energia S/A, responsável por Belo Monte. A concentração desses ativos pode ter implicações na eficiência econômica do setor elétrico, visto que um setor monopolizado tende a aplicar preços mais elevados por estar em uma posição que pode influenciar o mercado como um todo⁵.

Assim, na tentativa de barrar a formação de um monopólio privado, a Lei da desestatização da Eletrobras veda que qualquer acionista ou grupo de acionistas exerça votos em número superior a 10% da quantidade das novas ações. A condição é importante, mas pode não ser suficiente. Atenta a essa possibilidade, a Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp) apontou que a melhor maneira de privatizar a Eletrobras seria através da venda de cada uma das subsidiárias, separadas em geração

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

e transmissão⁶. Desta forma, novas empresas entrariam no mercado competindo em condições de igualdade com os pares privados.

Box 1 – Planejamento Energético no Brasil

Em indústrias de capital intensivo com um mercado em constante expansão, a estabilidade de regras e a previsibilidade são fundamentais na atração de investimento privado. Assim, o governo tem como um importante papel fornecer as condições necessárias para o crescimento da oferta do setor energético, ainda mais tratando-se de um bem essencial e que traz impactos positivos para a sociedade, como a energia. Ao longo do tempo, a atuação do governo no planejamento do setor energético foi passando por um processo de amadurecimento até se ancorar na estrutura atual, com órgãos específicos que atuam no setor de energia a partir de um conjunto de dez princípios, mostrados na Figura 3.



FIGURA 3 - PAPEL E ATUAÇÃO DO GOVERNO: DEZ PRINCÍPIOS PARA O SETOR DE ENERGIA. FONTE: EPE, 2020

No Brasil, começou-se a pensar em um planejamento a longo prazo, centralizado para o setor elétrico na década de 1970. Até então, os estudos que envolviam o setor eram focados em questões operacionais, como a manutenção de equipamentos e de instrumentos de medição. Com novas usinas em operação e previstas, como Itaipu, e

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

o crescimento do mercado, houve a necessidade de se elaborar um planejamento para o setor elétrico brasileiro. A Eletrobras teve grande participação na ampliação do setor elétrico e, a partir de 1973, elaborou diversos relatórios contendo planos de longo prazo para as regiões até então interligadas do setor elétrico, como o Plano 90, desenvolvido para as regiões Sul e Sudeste do Brasil.

A ideia principal dos primeiros planos desenvolvidos para o setor era dar continuidade e ordenação às usinas e às linhas de transmissão a serem construídas, simulando cenários de crescimento da demanda. No final da década de 1970, a necessidade de planejamento para o setor de energia foi evidenciada com a crise energética. Nesta conjuntura em que se buscava reduzir a dependência do petróleo importado, começaram os primeiros projetos grandes de termelétricas a carvão no Sul, assim como o olhar para as fontes alternativas de energia, eficiência energética e substituição de combustíveis.

No ano de 2004, já no contexto da reforma do setor elétrico, foi criada a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Lei nº 10.847, com o objetivo de desenvolver estudos e pesquisas para fomentar o planejamento do setor energético brasileiro. A EPE é composta por um corpo técnico especialista na abordagem integrada entre energia e outros setores, como meio ambiente, economia, transportes, etc. Atualmente, os dois principais documentos oficiais do planejamento energético brasileiro são elaborados pela EPE: o Plano Decenal da Expansão de Energia (PDE)⁷, olhando dez anos à frente, e o Plano Nacional de Energia (PNE)⁸, olhando os trinta anos seguintes. Enquanto o PDE considera nas avaliações da expansão as políticas energéticas vigentes e como elas impactarão o setor no horizonte decenal, o PNE traz um direcionamento para o setor, podendo alterar ou propor novas políticas para o setor de energia, com base em fundamentação técnica e análises condizentes com os objetivos do planejamento energético.

Um horizonte temporal extenso leva a maiores incertezas nas projeções. Com isso, o papel do PNE é apresentar diretrizes de longo prazo, considerando eventos que tendem a influenciar o setor de energia. Assim, as recomendações do PNE são baseadas em uma visão estratégica que tem como objetivo a expansão do setor, garantindo a segurança energética e a modicidade, sem deixar de lado questões ambientais e socioeconômicas. Segundo o PNE 2050, o contexto atual do setor de energia requer atividades do governo que procurem:

- A garantia da concorrência, para que todas as fontes e as tecnologias compitam em iguais condições;
- A adequação da regulação de acordo com o desenvolvimento tecnológico e com os novos modelos de negócios;
- Prezar por políticas energéticas flexíveis e diversificadas, que minimizem o risco de arrendimento e evitem trancamentos tecnológicos.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

O PDE visa um planejamento que considere a expansão do setor de energia a preços módicos, de forma sustentável e prezando pela segurança energética. Com seu horizonte temporal de dez anos, o PDE apresenta recomendações que possibilitam que o planejamento seja convertido em ações. No PDE, é feito um exercício de modelagem dos sistemas de energia, utilizando ferramentas que levam em consideração a operação do sistema elétrico, o crescimento da demanda, os custos das tecnologias, as fontes de geração disponíveis, e outros aspectos relevantes para o setor de energia. São considerados diversos caminhos possíveis para o setor e, como resultado, o PDE traz números e discussões para fomentar as decisões do setor de energia.

3. Medidas e Análises

Dentre os diversos “jabutis” incluídos no texto final da MP 1.031/2021 e que foram sancionados, os de maior importância são apresentados logo no primeiro artigo da Lei 14.182/2021. Essas emendas são também as de maior interferência com o planejamento energético e, por essa razão, são o foco desta seção. Resumidamente, a Lei prevê os pontos listados abaixo:

- **Contratação de 8.000MW em térmicas a gás natural**, distribuídas em regiões pré-definidas, com prazos para entrega e preços máximos equivalentes ao preço-teto para este tipo de geração no Leilão A-6, de 2019;
- Autorização para **início das obras do Linhão de Tucuruí imediatamente após a conclusão do Plano Básico Ambiental-Componente Indígena (PBA-CI)**;
- Outorga de **novas concessões de geração** de energia elétrica pelo prazo de 30 anos **às usinas hidrelétricas de Tucuruí e Mascarenhas de Moraes**;
- **Destinação nos Leilões A-5 e A-6, até 2026, de 50% da demanda declarada das distribuidoras para a contratação de Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH)** até o atingimento de 2.000MW, e 40% após este patamar, com preço máximo equivalente ao preço-teto para este tipo de geração no Leilão A-6, de 2019;
- **Prorrogação do Programa de Incentivos às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) por 20 anos** ao preço-teto do Leilão A-6, de 2019, corrigido pelo IPCA.

Nas subseções seguintes, estas emendas são exploradas detalhadamente e comparadas com o que versam os documentos oficiais do planejamento energético, a fim de indicar de que forma a desestatização da Eletrobras reverbera na estrutura e na indicação da expansão do setor energético do Brasil.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

3.1. Termelétricas a gás natural

A Lei 14.182, em seu texto, traz como uma obrigatoriedade no processo de desestatização da Eletrobras a contratação, pelo poder concedente e por meio de leilão de reserva², de 8.000 MW de usinas térmicas de geração a gás natural, com entrada em operação de 2026 a 2030. Por outro lado, o PDE 2030 indica a expansão por meio da contratação de 10.355 MW dessas usinas, além dos 4.703 MW de termelétricas já contratadas que devem entrar em operação até 2030. De maneira geral, o esquema mostra as exigências da Lei 14.182 para as contratações das usinas termelétricas.



FIGURA 4 - EXIGÊNCIAS DAS CONTRATAÇÕES DAS TÉRMICAS A SEREM CONTRATADAS NO ÂMBITO NA LEI 14.182³. FONTE: ELABORAÇÃO PRÓPRIA.

Ainda, a Lei 14.182 menciona que essas térmicas a gás natural devem possuir uma inflexibilidade⁴ de, no mínimo 70%, um período de suprimento de 15 anos e um preço-teto seguindo as regras do leilão A-6, de 2019. Algumas especificidades dessa contratação exigida na Lei 14.182, como a escolha de regiões específicas e a inflexibilidade de 70%, não condizem com o planejamento do setor elétrico e têm consequências desconhecidas ou até mesmo potencialmente negativas para o Brasil.

a) Exigência de contratação em regiões específicas

Atualmente, o processo de contratação de novas usinas geradoras de energia é feito através de leilões centralizados – os chamados leilões de energia nova. Pela sistemática do leilão, vencem o certame aqueles empreendimentos que apresentarem os menores preços de venda de energia, até que seja contemplada a totalidade da demanda por energia definida para aquele leilão. O modelo atual privilegia a modicidade tarifária e a concorrência entre as fontes, uma vez que não há uma definição prévia de quanto deverá ser contratado de cada tipo de tecnologia de geração. Além disso, o próprio empreendedor define a localização do seu projeto, conforme parâmetros de mercado como disponibilidade de combustível e outros insumos, custos de implantação, etc. A

² Não há detalhes sobre o mecanismo de contratação e nem o que pode acontecer caso não haja o interesse privado no leilão.

³ Para mais informações, ver a [Lei 14.182, de 12 de julho de 2021](#)

⁴ Isso significa que as condições definidas em contrato para essas usinas incluem a operação constante de pelo menos 70% de sua disponibilidade, mesmo que as tecnologias dessas usinas possuam flexibilidade operacional (capacidade de ser ligada e desligada rapidamente, operar em carga parcial, aumentar ou reduzir sua potência em curtos períodos, e outros atributos operacionais que as possibilitam atuar em conjunto com fontes intermitentes).

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

novidade, apresentada na Lei 14.182, foi a priorização de uma tecnologia específica (o gás natural) e a definição de volumes de capacidade por região geográfica.

Um componente importante do custo da geração de energia, por meio de termelétricas, e que pode ter grande impacto na tarifa, é o custo do combustível. Em particular, o gás natural precisa ser disponibilizado através de algum mecanismo de transporte e, dependendo da localidade onde será consumido, o gás natural pode apresentar maior ou menor preço final. Quanto mais próximo à fonte de suprimento, menor o custo com logística. O transporte do gás natural pode ser feito através de gasodutos ou mesmo por meio de embarcações ou caminhões específicos, em que o gás natural é comumente transportado na forma liquefeita (GNL – gás natural liquefeito). Gasodutos costumam ser infraestruturas caras e de longo prazo, que levam grandes períodos para serem amortizadas. Da mesma forma, para ser transportado como GNL, o gás natural precisa de estações de liquefação (no ponto de oferta) e de regaseificação (no ponto de consumo), o que eleva o custo da infraestrutura logística, além dos gastos com o combustível para abastecer os caminhões que irão transportar o GNL. Ou seja, o consumo do gás em localidades distantes do seu ponto de oferta envolve o desenvolvimento de uma logística que costuma ser cara.

O Brasil não conta com uma ampla infraestrutura de gasodutos disponível – hoje, há apenas 9.409 km (Figura 5) de gasodutos de transporte de gás implantados. Além disso, algumas das regiões definidas na Lei 14.182/2021 para a contratação de térmicas a gás estão longe das fontes de suprimento de gás - que, no caso do Brasil, estão concentradas principalmente *offshore* e na região Sudeste. Diante desse cenário, será preciso viabilizar uma infraestrutura de transporte - seja por gasoduto, seja por caminhão -, para disponibilizar o combustível gás para suprir as térmicas estabelecidas na nova lei.

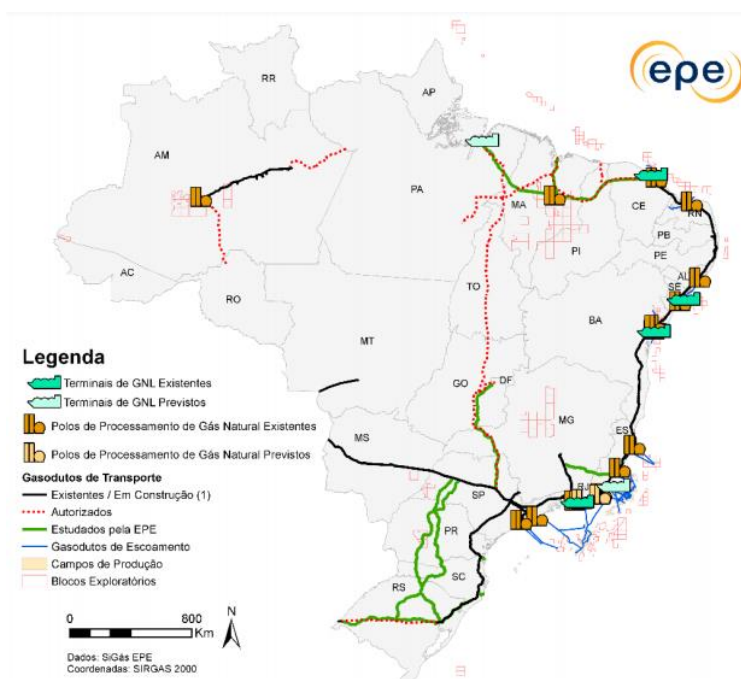


FIGURA 5 - INFRAESTRUTURA DE OFERTA E TRANSPORTE DE GÁS NATURAL EXISTENTE, EM CONSTRUÇÃO E PREVISTA. FONTE: EPE, 2021.

Isso certamente afetará o custo da energia desses empreendimentos, que precisará incorporar a remuneração dos investimentos nessa infraestrutura de transporte de gás.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Vale ressaltar que, com base em suas avaliações técnicas, seguindo as diretrizes do planejamento mencionadas no box 1, a EPE indicou no PDE 2030 a contratação dos 10.355 MW de UTEs a GN nos subsistemas Sudeste/Centro-Oeste e Sul. Na região Nordeste, o PDE 2030 indica adição de capacidade, a partir da fonte eólica, de 11.875 MW e, para a região Norte, especificamente, não há indicativo para a contratação.

b) Inflexibilidade de 70%

Outro ponto que chamou atenção na Lei 14.182/2021 foi o estabelecimento de um mínimo de inflexibilidade de 70% para os 8.000 MW de térmicas a gás. Isso significa que essas térmicas terão 70% de sua disponibilidade constantemente despachadas pelo operador, independentemente do seu custo em relação a alternativas de geração (ordem de mérito de custo). Ou seja, mesmo que haja em um determinado momento geração eólica suficiente para atender a toda a demanda, a térmica a gás permanecerá gerando energia, ainda que a um custo superior ao da geração eólica.

No PNE 2030, o cenário de referência considera adicionar 1.932 MW ao sistema elétrico com o *retrofit* de usinas térmicas cujos contratos vencerão em breve. Para as novas térmicas, tanto no PNE 2050 quanto no PDE 2030, a EPE menciona que prover flexibilidade deve ser o papel dessas novas usinas que irão compor o parque gerador. Ainda, em seu cenário de referência, o PDE 2030 sinaliza que grande parte da expansão da geração se dará por meio de renováveis para o atendimento de energia, e que as térmicas a gás natural devem ser totalmente flexíveis para a complementação de potência, quando necessário.

Ainda assim, a EPE criou um outro cenário para simular uma entrada forçada de térmicas inflexíveis e verificar quais os impactos para o setor elétrico. Os resultados mostraram que uma das consequências da entrada forçada de térmicas inflexíveis é a menor contratação de fontes renováveis de energia, principalmente a eólica⁷. Outro possível impacto é um aumento do custo total de energia: apesar de possuir um menor custo de investimento, as térmicas a gás possuem um maior custo marginal de operação (CMO) – devido em grande parte aos custos de aquisição do gás natural –, enquanto as renováveis possuem um CMO próximo a zero. Assim, a entrada forçada de térmicas inflexíveis tende a resultar em um custo maior para o sistema.

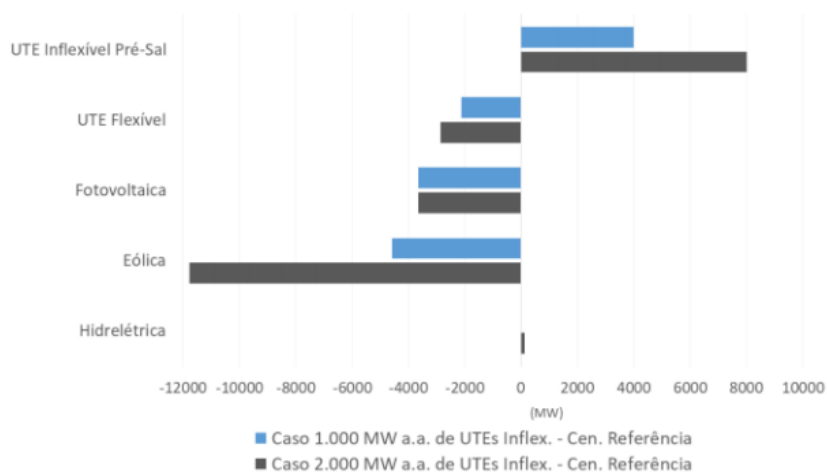


FIGURA 6 - COMPARAÇÃO DA EXPANSÃO INDICATIVA ATÉ 2030 EM RELAÇÃO AO CENÁRIO DE REFERÊNCIA. FONTE: EPE, 2021

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

A Figura 6 mostra a diferença de nova capacidade de geração quando se determina a expansão com térmicas inflexíveis (para a adição de 4.000 MW e de 8.000 MW, em cinza e em azul, respectivamente, entre 2027 e 2030), em relação ao cenário de referência. A maior barra no gráfico, a cinza, corresponde à redução de expansão por meio da energia eólica quando é forçada a entrada de 8.000 MW de termelétricas inflexíveis⁵. Essa alternativa resultaria em uma redução de 12.000 MW de usinas eólicas e de 3.500 MW de fotovoltaicas que, além de não resultarem em emissões para o SIN, possuem um custo variável de operação nulo.

A necessidade de geração flexível para atuar em conjunto com as energias renováveis variáveis, de forma a auxiliar a integração de altas penetrações dessas fontes no sistema elétrico sem onerar ou comprometer a garantia do suprimento, é uma importante discussão técnica no setor elétrico. A premissa por trás dessa discussão é aproveitar o potencial de geração das renováveis variáveis, de custo baixo de operação, sempre que estas estiverem disponíveis. Para isso, é necessário que haja uma fonte complementar, despachável e mais flexível, que possa operar em momentos de baixa disponibilidade das fontes renováveis variáveis. Algumas tecnologias de geração térmica podem desempenhar esse papel, mas também há uma grande discussão no setor sobre o quanto de flexibilidade as hidrelétricas com reservatório, já em operação, podem adicionar ao sistema elétrico em um contexto de elevada penetração de fontes renováveis variáveis. A grande interconexão do Sistema Interligado Nacional (SIN), por meio de linhas de transmissão, também pode prover esse serviço, possibilitando o intercâmbio de energia entre os diferentes subsistemas.

A contratação de usinas térmicas também aumenta a pressão sobre o uso dos recursos hídricos, uma vez que é comum o uso de um sistema de resfriamento à água em plantas de geração de energia. Essa necessidade faz com que as termelétricas sejam instaladas próximas a corpos d'água, o que pode acentuar conflitos no uso da água e impactos nos ecossistemas aquáticos devido à elevação de temperatura da água, que troca calor com o processo de geração. A questão é crítica, principalmente em cenários de escassez hídrica, uma vez que o uso da água para a geração térmica pode aumentar conflitos com atividades industriais, produção agropecuária e consumo humano. As duas usinas termelétricas de Pecém, por exemplo, no Ceará, consomem uma quantidade de água que seria suficiente para atender a um município com 600 mil habitantes⁹. Cabe enfatizar que a intensificação das mudanças climáticas, em paralelo ao aumento da demanda por energia e por alimentos, pode afetar ainda mais a disponibilidade hídrica, elevando preocupações acerca das prioridades no uso da água.

No entanto, a Lei 14.182/2021 aponta em direção contrária ao planejamento, e de forma determinativa. O motivo não está explícito, mas uma possível explicação é que essa inflexibilidade poderia garantir a constância no suprimento de gás natural, necessária para viabilizar a construção de gasodutos para beneficiar o setor de gás natural.

Esse assunto já foi pauta das discussões da Nova Lei do Gás (Lei nº 14.134, de 2021)¹⁰, quando ainda era um Projeto de Lei e estava em discussão entre os parlamentares. Representantes do setor, como a Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado (Abegás), argumentavam que, sem a garantia de uma demanda pelo

⁵ No PDE 2030, a EPE realizou essa simulação considerando uma inflexibilidade de 80% para as térmicas a gás, enquanto a Lei 14.182 estipula a flexibilidade em 70%. Apesar da diferença, os resultados da EPE mostram uma possível direção para o sistema elétrico, com a adição de térmicas inflexíveis.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

gás natural, a Nova Lei do Gás não iria proporcionar o desenvolvimento e a interiorização desse mercado no Brasil. Sob essa argumentação, parlamentares tentaram incluir substitutivos contemplando a contratação de térmicas inflexíveis como âncora para a construção de gasodutos de transporte no interior.

Como mostrado na Figura 5, o Brasil conta com uma estrutura de transporte de gás natural modesta, disponível majoritariamente no litoral. No contexto em que o mundo migra para fontes de energia renováveis, não faz sentido construir uma infraestrutura cara e de longo tempo de maturação para um combustível fóssil, ainda mais se isso é feito impondo custos ao setor elétrico e ao seu consumidor. É importante levar o desenvolvimento para o interior do Brasil, porém isso deve ser feito de forma eficiente, com o aproveitamento das potencialidades locais.

c) Emissões de GEE

O planejamento do setor de energia contempla ainda o cumprimento da NDC⁶¹¹ brasileira no âmbito do Acordo de Paris. A NDC brasileira, ratificada em 2016 e atualizada em 2020, estabelece uma redução das emissões de gases de efeito estufa (GEE) de pelo menos 37% até 2025 e 43%, em 2030, em relação aos níveis de 2005. Não há metas específicas para os setores da economia e o país é livre para alocar essas reduções onde achar mais conveniente. Grande parte das reduções de emissões esperadas para o setor de energia na primeira NDC do Brasil, apresentada em 2016, já foi alcançada, o que reforça como as expectativas para as energias renováveis foram pouco ambiciosas.

A meta do Brasil na NDC foi considerada pouco ambiciosa por especialistas em ciência do clima, com a escolha de um ano-base de elevadas emissões para facilitar o alcance da meta. No entanto, um estudo publicado por pesquisadores¹² da COPPE/UFRJ, em 2018, mostra que, dependendo da governança ambiental vigente no país, pode ficar mais difícil, ou até impossível, o cumprimento da NDC. Um dos resultados do estudo mostra que, em cenários de elevadas queimadas e desmatamento na Amazônia, o custo de reduzir emissões em outros setores da economia para cumprir as metas do Acordo de Paris é desproporcionalmente maior, uma vez que a forma mais barata de reduzir emissões é mantendo as florestas, que são sumidouros de CO₂. Diante do aumento da taxa de desmatamento da Amazônia Legal, de cerca de 58% entre 2017 e 2020¹³, o setor de energia e outros setores provavelmente precisarão compensar as reduções de emissões que não vêm sendo atingidas no uso da terra para que o Brasil cumpra a sua meta.

Nesse cenário, o aumento da entrada de térmicas com o uso de um combustível fóssil, em detrimento da contratação de renováveis, tende a aumentar as emissões de GEE do setor de energia. Uma estimativa do IEMA¹⁴, com base na proposta inicial da MP 1.031, de contratação de 6.000 MW de termelétricas a gás natural, já apontava que as emissões do setor elétrico subiriam em 25%. Como a lei foi aprovada considerando a contratação de 8.000 MW, estimativas do Instituto Escolhas mostraram que o impacto nas emissões do setor deverá ser ainda maior, com um aumento de 33% nos próximos anos⁷ e o não cumprimento da NDC, além de ir na contramão do movimento dos países em todo o

⁶ Significa *National Determined Contribution* (Contribuição Nacionalmente Determinada). São compromissos voluntários apresentados pelos países signatários do Acordo de Paris, em 2015, para o cumprimento das reduções de emissões de gases de efeito estufa.

⁷ Em relação às emissões verificadas no setor elétrico no ano de 2019, conforme os dados publicados pelo Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG).

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

mundo, é negativo também do ponto de vista geopolítico. Retaliações como a quebra de acordos comerciais e a fuga de investimentos podem ser algumas consequências do não cumprimento da NDC brasileira.

Adicionalmente, no contexto global de transição energética, o direcionamento de vultosos investimentos para a construção de infraestrutura de gás natural pode levar a um cenário de obsolescência dos ativos antes mesmo do período necessário para a amortização dos investimentos. Ou seja, como os investimentos são amortizados em longo prazo e o gás natural é um combustível fóssil, em um cenário de aceleração da descarbonização e da transição energética, corre-se o risco de gerar prejuízos aos investidores relativos aos *stranded assets* (ativos afundados) - ou, por outro lado, de deixarmos o país em um *lock-in* (trancamento) tecnológico no gás, mesmo que haja outras opções tecnológicas disponíveis nos próximos anos, pela necessidade de remunerar o investidor.

d) Transmissão

O planejamento energético, quando indica a necessidade de nova geração, avalia também a disponibilidade de linhas de transmissão para verificar os requisitos de transportar a energia gerada para os centros de carga. Não está explícito na Lei 14.182/2021 uma avaliação semelhante para a definição da localização e da capacidade de térmicas a gás. Com isso, será preciso avaliar a disponibilidade de transmissão próxima às novas usinas, de forma a coordenar a eventual necessidade de contratação de transmissão antes da entrada em operação da nova geração a gás. As linhas de transmissão, se pensadas estrategicamente⁸, têm papel fundamental em aumentar a integração de fontes mais competitivas no sistema, reduzindo os custos de operação, além de mitigar efeitos da sazonalidade das fontes de geração.

A exigência de contratação de 8.000 MW de usinas térmicas com inflexibilidade de 70% em regiões pré-estabelecidas, em sua maioria sem ponto de suprimento de gás natural, interfere no planejamento indicativo em longo prazo.

3.2. Linhão de Tucuruí

Outro "jabuti" incluído na versão final da Lei 14.182/2021 diz respeito às obras da linha de transmissão que irá conectar Boa Vista, em Roraima, ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Segundo o texto,

"... uma vez concluído o Plano Básico Ambiental-Componente Indígena (PBA-CI), traduzido na língua originária e apresentado aos indígenas, fica a União autorizada a iniciar as obras do Linhão de Tucuruí."

O PDE 2030 traz em seu texto a recomendação de que o Linhão de Tucuruí entre em operação até o ano de 2027 - o que, de certa forma, condiz com o texto da Lei 14.182. Sobre o sistema elétrico de Boa Vista, o PDE 2030 discorre, ainda, a respeito do leilão de

⁸ A transmissão não tem função exclusiva de transporte de energia. A transmissão pode também agregar geração aos sistemas, principalmente naqueles de grande participação de fontes renováveis de energia. Uma certa quantidade de usinas sem linhas de transmissão gera menos energia do que a mesma quantidade de energia com linhas de transmissão, pois nos locais sem linhas pode ser que se tenha que verter água, em condições hidrológicas favoráveis, enquanto em outro lugar os reservatórios estejam com baixos níveis de água.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

maio de 2019¹⁵, que resultou na contratação de 294 MW de potência de usinas de variadas fontes para suprir a demanda desse sistema isolado, previstas para entrar em operação em junho de 2021. Ainda, a interligação que Boa Vista possui com a Venezuela para o suprimento de energia está fora de operação desde 2019 e o contrato encerra-se em 2021. Ou seja, a conexão de Roraima ao sistema interligado, através da construção do Linhão, é importante para garantir o suprimento de energia para aquele estado.

A despeito do aumento da geração própria a partir da entrada em operação das plantas vencedoras do leilão, a interconexão com outros subsistemas, por meio de linhas de transmissão, aumenta a segurança energética, permitindo um intercâmbio de energia em momentos de condições desfavoráveis de geração ou mesmo a interrupção no suprimento de combustível. Por outro lado, dos 721 km de extensão da linha de transmissão em questão, 125 km passam pela reserva indígena dos Waimiri-Atroari. São mais de 2 mil pessoas vivendo na região, segundo dados do Instituto Socioambiental¹⁶.

O início imediato das obras do Linhão de Tucuruí, após a conclusão do PBA-CI, ignora a necessidade do licenciamento ambiental previsto por lei para obras dessa natureza e dimensão, e com grande potencial de impacto sobre a população local. O processo de licenciamento ambiental é um instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente (PNMA) que "...visa assegurar, no país, condições ao desenvolvimento socioeconômico, aos interesses da segurança nacional e à proteção da dignidade da vida humana..." (Lei 6.938/81)¹⁷. O licenciamento ambiental é um instrumento fundamental para trazer as condições necessárias que um empreendimento precisa para minimizar seus impactos ao meio ambiente. A Resolução CONAMA nº 237¹⁸ apresenta a competência legal para o licenciamento de acordo com a abrangência dos impactos diretos potenciais da atividade. Quando há terras indígenas envolvidas, a atribuição é do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA).

De fato, há um enorme potencial de exploração de recursos em regiões ambientalmente sensíveis, como a Amazônia. No entanto, é importante que o planejador, no âmbito de suas atribuições, considere os limites colocados pelos aspectos sociais e de conservação ambiental em seus estudos – e isso é contemplado nos estudos da EPE. Dessa forma, os documentos de planejamento apresentam um potencial para uso dos recursos energéticos e expansão do sistema abaixo da disponibilidade teórica total, a fim de evitar um modelo predatório de exploração em áreas ambientalmente sensíveis. Tanto o PNE 2050 quanto o PDE 2030 buscam contemplar em seus direcionamentos e recomendações a importância dos Objetivos do Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU)¹⁹.

No entanto, ao criar uma lei que ignora a necessidade de licenciamento ambiental para um empreendimento de energia que irá impactar povos indígenas e seus territórios, o bioma amazônico e sua biodiversidade, de importância ecossistêmica, o governo vai contra os ODS e, conseqüentemente, contra as premissas do planejamento energético determinadas por si próprio, por meio da EPE. Apesar de o exercício proposto nesse estudo ser o de entender como as medidas inseridas na Lei 14.182 afetam o planejamento energético, é importante apontar que a aprovação de um dispositivo legal permitindo a

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

construção do Linhão, sem um processo regular de licenciamento ambiental, parece ir na contramão da tendência mundial de valorização da agenda ESG (sigla em inglês que diz respeito às práticas ambientais, sociais e de governança).

O início imediato das obras do Linhão de Tucuruí, sem a aceitação e a compensação dos Waimiri-Atroari e sem o licenciamento ambiental com o aval do IBAMA, vai contra o compromisso do planejamento energético com os Objetivos do Desenvolvimento Sustentável da ONU.

3.3. Hidrelétricas

Além da reserva de mercado para as termelétricas a gás natural, a medida provisória também prevê duas ações relacionadas a usinas hidrelétricas. A primeira se refere à outorga de novas concessões de geração de energia elétrica pelo prazo de 30 anos às Usinas Hidrelétricas (UHE) Tucuruí e Mascarenhas de Moraes, bem como a outras que tenham sido prorrogadas sob o regime de cotas da Lei 12.783/2013. A segunda ação trata da contratação de centrais hidrelétricas de até 50 MW – pequenas centrais hidrelétricas, ou PCHs –, para o atendimento de parcelas pré-definidas da demanda declarada pelas distribuidoras nos Leilões de energia até 2026.

a) Outorga de novas concessões

A primeira proposição, apesar de não ter interferência explícita com as indicações do planejamento energético, é a condicionante do processo de desestatização em si. Isto é, o montante de R\$ 60 bilhões⁴ que o governo espera receber da Eletrobras com a capitalização da empresa advém justamente da bonificação pela outorga das novas concessões de geração de energia elétrica às usinas que entraram no regime de cotas, ou que entrariam nos próximos anos. Segundo a Exposição de Motivos da MP 1.031/2021, a alteração para o Regime de Produção Independente permitirá que essas usinas deixem de comercializar compulsoriamente a energia elétrica pelo preço fixado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para negociá-la livremente.

Ainda de acordo com a Exposição de Motivos, a mudança no regime de comercialização adiciona valor aos contratos de concessão por possibilitar flexibilidade em termos de venda no mercado regulado ou no mercado livre. Neste sentido, a inclusão de Tucuruí foi estratégica, visto que essa é a terceira maior UHE do Brasil, com 8,5 GW de capacidade instalada, atrás apenas de Itaipu e Belo Monte. Logo, essa usina representa uma parcela importante do faturamento da Eletrobras, e garantir que ela não entrará no regime de cotas foi uma estratégia adotada nas tratativas da desestatização que aumenta a atratividade da Eletrobras para os potenciais compradores.

Contudo, ao fazer esse movimento, emergem dois potenciais impactos tarifários: o primeiro, relativo ao regime de cotas; o segundo, aos riscos da operação, especialmente o hidrológico. A Lei nº 12.783/2013, que prevê o regime de cotas, estabelece que as usinas hidrelétricas amortizadas sejam remuneradas por tarifa calculada pela ANEEL e alocadas em cotas, de modo a buscar o equilíbrio na redução das tarifas das concessionárias e

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

permissionárias de distribuição do SIN. Essa Lei considera, ainda, que as prorrogações realizadas tenham o risco hidrológico respaldado pelo Mecanismo de Realocação de Energia (MRE), que atua realocando contabilmente a energia, transferindo o excedente daquelas UHE que geraram além de sua garantia física para as que geraram abaixo.

Desta forma, ao conceder novas outorgas às UHE que tenham sido prorrogadas pelo aparato da Lei nº 12.783/2013 e às usinas de Tucuruí e Mascarenhas de Moraes, as empresas passarão a assumir os riscos da operação e a negociar a energia gerada livremente - o que, segundo a própria Exposição de Motivos da MP 1.031/2021, poderia gerar impactos tarifários. Para mitigar esses possíveis impactos, a Lei de Desestatização da Eletrobras estabeleceu que metade do valor adicionado pela venda das novas ações seja revertido à modicidade tarifária por meio da destinação à CDE. Entretanto, na proposição da medida não foi feita uma previsão do impacto da desestatização das usinas.

Esse processo levaria a energia vendida às distribuidoras por R\$ 93/MWh (considerando o risco hidrológico) ao patamar de R\$ 155/MWh entre 2022 e 2029, e a R\$ 167/MWh, a partir de 2030 até 2051, de acordo com as previsões do Ministério de Minas e Energia sobre o valor da energia nova no mercado nos próximos anos²⁰. Segundo cálculo da Associação dos Engenheiros e Técnicos do Sistema Eletrobras, para os consumidores finais o impacto seria amenizado pela CDE, mas ainda representaria um aumento de 14%²¹. Adicionalmente, à época da proposta de privatização do governo Temer, a ANEEL apresentou um estudo de impacto tarifário que apontava que a comercialização da energia das usinas da Eletrobras poderia chegar ao preço de R\$ 250/MWh nos cenários de maior impacto (Ofício nº 416/2017).

De acordo com Maurício Tolmasquim⁹, considerando uma faixa de preços futuros de energia e a quantidade de cotas da Eletrobras, a desestatização levará a um aumento do preço da energia das hidrelétricas da Eletrobras de R\$ 159 bilhões a R\$ 247 bilhões, em 30 anos. Uma vez que o aporte previsto à CDE para mitigar o aumento tarifário deve girar em torno de R\$ 30 bilhões, fica evidente que não será suficiente para conter o impacto negativo.

b) Reservas para PCH

Ainda no tocante à geração hidrelétrica, o processo de desestatização da Eletrobras determina que os próximos Leilões A-5 e A-6 deverão destinar 50% da demanda à contratação de centrais hidrelétricas de até 50MW, até o atingimento de 2.000MW. Após esse patamar, os Leilões subsequentes até 2026 deverão reservar 40% da demanda declarada para a contratação destas usinas. O prazo dessas contratações é de 20 anos, e o preço é limitado ao estabelecido para as PCHs no Leilão A-6 de 2019 – R\$ 285/MWh²². Em termos de localização, serão priorizados os estados com o maior número de projetos

⁹ Maurício Tolmasquim é professor do Programa de Planejamento Energético da COPPE/UFRJ, e foi presidente da EPE de 2005 a 2016. Fonte: [Webinar: Proposta de Privatização da Eletrobras e seus desdobramentos para o Setor Elétrico Brasileiro](#).

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

habilitados, não podendo nenhum estado ter mais de 25% da capacidade total contratada.

Segundo o PNE 2050, o potencial hidrelétrico inventariado¹⁰ para PCHs é de 16GW, com distribuição por todas as regiões hidrográficas do Brasil. As simulações quantitativas deste plano indicam uma expansão de 8,5GW a 10,5GW até 2030, quando o estoque mais competitivo de PCHs se esgotaria. Já os cenários de expansão do PDE 2030 são um pouco mais tímidos. Neste estudo, as premissas do cenário de referência levam a uma expansão de PCHs em até 300MW por ano, a partir de 2026, fazendo com que a participação aumente de 6.617MW, em 2020, para 7.655MW, em 2026, e 8.855MW, em 2030 – portanto, uma expansão de 2.238MW no período.

A diferença entre os valores pode ser explicada pela natureza dos planos e das informações incorporadas em cada modelagem. Por um lado, o PNE 2050 parte de um cenário de crescimento acelerado da demanda de energia elétrica e analisa a competitividade das fontes a partir das evoluções de custo de investimento e operação em relação ao benefício energético aportado. Por outro, o PDE 2030 leva em consideração o histórico de participação de cada fonte nos leilões, a capacidade industrial de fornecimento de equipamentos, os potenciais de cada tecnologia e as incidências tributárias, entre outros elementos, para direcionar a indicação de expansão da fonte.

De acordo com a EPE, a comparação entre os dois resultados levanta a questão de que podem existir custos não aparentes relacionados aos riscos do negócio, especificamente no tocante ao financiamento, licenciamento ambiental, custos e cronograma de construção – fatores que influenciam diretamente no custo marginal de operação das PCHs. Não obstante, há indicação de expansão relevante da geração de energia em PCHs nos principais documentos do planejamento energético nacional, o que coaduna com a expansão de pelo menos 2.000 MW até 2030 sancionada pelo processo de desestatização da Eletrobras.

Contudo, a viabilidade econômica de explorar esse potencial é limitada, pois grande parte desta expansão é atribuída às bacias Amazônica e do Tocantins-Araguaia, que carregam um elevado grau de complexidade devido à sensibilidade socioambiental. Além disso, outro fator que influencia diretamente as decisões de expansão do uso do recurso hídrico é o efeito das mudanças climáticas nos regimes hidrológicos. Um estudo acerca das adaptações do setor elétrico aponta que o impacto na energia natural afluenta levará a reduções na participação das hidrelétricas na matriz elétrica, seja com maior entrada de renováveis ou de térmicas a gás natural. Rodadas de cenários²³ indicam que o subsistema mais prejudicado seria o Sudeste/Centro-Oeste, que é também o mais importante por ter a maior capacidade de armazenamento em reservatórios.

¹⁰ Potencial hidrelétrico inventariado é composto por diversos estudos de inventários hidrelétricos realizados no Brasil ao longo dos últimos anos.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Em termos econômicos, a manutenção do preço-teto dos Leilões de 2019, corrigido pelo IPCA,¹¹ resulta no preço máximo para as novas contratações de R\$ 314,55/MWh, que é um valor de referência 7,7% maior do que o adotado para os Leilões de 2021. Essa determinação, que vigora até 2026, vai na contramão da atualização de preço de referência que ocorre a cada leilão, cujo objetivo é refletir a disposição a pagar do governo frente às variações dos custos de investimento, de operação e dos riscos associados à fonte.

Adicionalmente, ainda que as PCHs tenham menores impactos ambientais do que as grandes usinas hidrelétricas, pela menor área de alagamento, elas são a energia renovável mais cara dentre as demais fontes disponíveis (Tabela 2). Desta forma, criar uma reserva de mercado especificamente para essa fonte renovável é uma interferência ao princípio de neutralidade tecnológica, e pode repercutir em menor eficiência econômica ao longo da década.

TABELA 2 - RESULTADO DO LEILÃO A-6 E 2019. FONTE: INFORME LEILÕES DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA EPE²²

Fonte	Preço-teto (R\$/MWh)	Preço médio de venda (R\$/MWh)
PCH	285	205,78
Eólica	189	99,88
Solar	209	84,38
Térmica a biomassa	292	187,89

Vale ressaltar que, mais importante que reservas de mercado e estabelecimento de preços, é urgente a modernização da regulação do setor elétrico, a fim de que as hidrelétricas possam atuar como baterias do sistema, provendo flexibilidade operativa para a entrada de fontes renováveis.

A reserva para a contratação de 2.000 MW é respaldada pela expansão indicativa de 2.238 MW, do PDE 2020. Contudo, essa é a fonte renovável mais cara, e a predeterminação do preço-teto dos leilões é uma interferência econômica negativa, pois as condições de mercado e da tecnologia podem mudar.

3.4. Proinfa

A desestatização da Eletrobras prevê a possibilidade de extensão dos contratos celebrados pelo Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) em 20 anos após a data de vencimento atual. Caso haja manifestação de concordância do gerador, os contratos resultantes da prorrogação adotarão o preço-teto do Leilão A-6, de 2019, corrigido pelo IPCA. Os geradores que aderirem à prorrogação não terão direito aos descontos de 50% na TUST e TUSD¹², e renunciarão à correção dos contratos pelo Índice Geral de Preços do Mercado (IGP-M) de 2020 para 2021.

¹¹ 10,34% no acumulado entre outubro de 2019 e junho de 2021.

¹² Conforme consta no § 1º do art. 26 da Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Apesar de não ser explicitamente mencionado nos documentos do planejamento energético, este "jabuti" incluído na redação final da Lei é contraditório com a própria Lei que instituiu o Proinfa. Como o nome sugere, o programa foi criado para aumentar a participação da energia elétrica gerada a partir de eólicas, PCH e da biomassa²⁴. O Proinfa vigorou entre 2002 e 2011, celebrando mais de 140 contratos que possibilitaram a expansão dessas fontes em 3GW. Diante disso, é plausível afirmar que o programa já atingiu seu objetivo.

É evidente que as circunstâncias que levaram ao desenho do programa, em 2002, são completamente diferentes em 2021 e, provavelmente, continuarão mudando. Desta forma, é anacrônico pensar na sobrevivência do Proinfa sem uma revisão sistemática do estado da arte das tecnologias e da conjuntura do setor elétrico. Para além da atualização dos parâmetros que já constam no programa, uma reestruturação consistente com o objetivo de aumentar a penetração de renováveis incluiria outras fontes em que o Brasil tem grande potencial de desenvolvimento, como solar térmica, fotovoltaica, e eólica *offshore*. Segundo a Agência Internacional de Energias Renováveis (IRENA), os preços médios globais dessas fontes caíram vertiginosamente entre 2010 e 2020: eólica *offshore* – 48%, solar térmica – 68% e solar fotovoltaica – 85%.

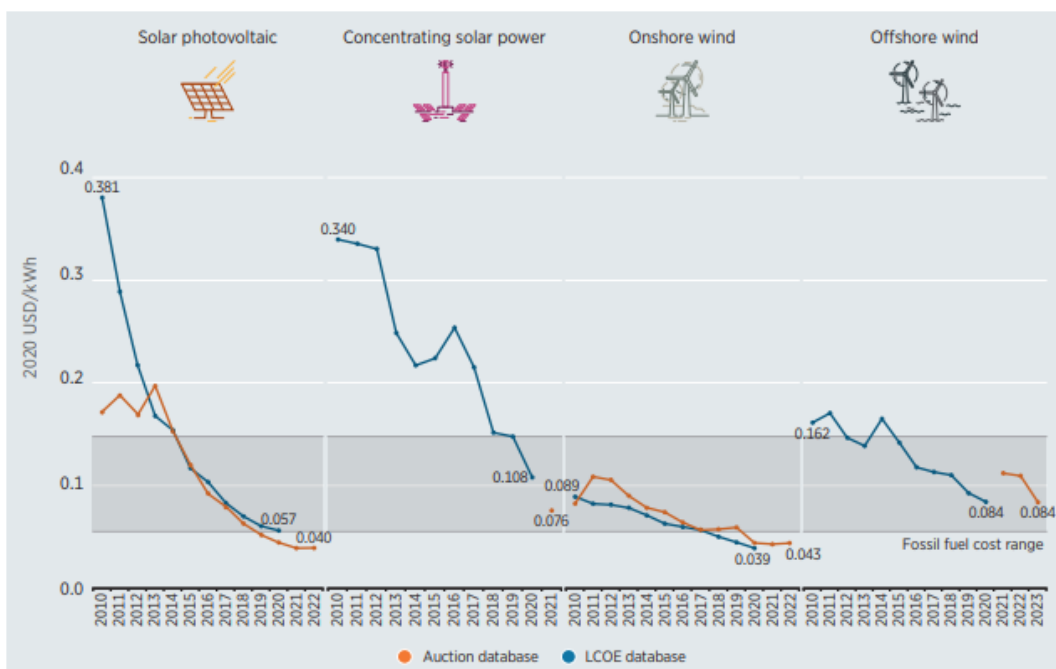


FIGURA 7- MÉDIA GLOBAL DA EVOLUÇÃO DOS CUSTOS NIVELADOS DE RENOVÁVEIS. FONTE: IRENA, 2020²⁵

No entanto, ao prorrogar os contratos ao preço-teto do Leilão de 2019, usinas com contratos de geração que já estão terminando permanecerão com uma remuneração incentivada, em vez de ingressarem no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou participariam de Leilões de Energia Existente. Estas migrações possibilitariam a oferta de preços mais competitivos, dado que os ativos já estariam amortizados. Portanto, o artigo gera um entrave econômico ao carregar por mais vinte anos os custos elevados de contratos desatualizados frente à evolução tecnológica das fontes.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Segundo um estudo anterior do Instituto Escolhas²⁶, em um cenário de maior inserção de renováveis, as fontes de geração eólica, solar e biomassa poderiam atingir 128,4 GW em 2035, o que equivaleria a uma participação de 44% na matriz elétrica projetada para o ano²⁶. Essa capacidade instalada de fontes renováveis é mais que o dobro da prevista no cenário de referência do PDE 2030⁷. O estudo aponta ainda que essa expansão de renováveis na matriz elétrica brasileira pode acontecer sem afetar a competitividade e a atratividade dessas fontes para os consumidores.

Assim, se o objetivo é estimular a inserção de renováveis na matriz elétrica brasileira, um caminho mais eficiente seria a promoção de leilões de energia nova, abrindo espaço para empreendimentos com a inclusão de outras fontes renováveis que não estavam previstas inicialmente no Proinfa, bem como Leilões de Energia Existente para garantir resiliência aos ativos que foram construídos através do Programa.

Os contratos de fontes renováveis do Proinfa já estão defasados, pois essas tecnologias evoluíram muito nos últimos anos.

Ao invés de prorrogar contratos custosos por mais 20 anos, é mais eficiente incentivar a expansão através da realização de novos leilões de renováveis.

3.5. Outros impactos

Enquanto a MP 1.031 estava finalizando seu processo de aprovação na Câmara, outra medida começou a ser desenhada para lidar com a atual crise hidroenergética do Brasil. A MP 1.055²⁷, apelidada pelos congressistas de MP do Racionamento¹³, foi apresentada em 28 de junho sob regime de urgência¹⁴, e até o final de julho já tinha 248 propostas de emenda sobre toda a sorte de temas. Ressalta-se que um número considerável endereçava questões relacionadas à desestatização da Eletrobras, argumentando que seguir com este processo agora seria prejudicial para o enfrentamento da crise.

Em resumo, o texto inicial da MP 1.055 propôs a criação da Câmara de Regras Excepcionais para Gestão Hidroenergética – CREG, com o objetivo de criar medidas emergenciais para a otimização do uso dos recursos hídricos como forma de enfrentar a escassez e garantir a continuidade do suprimento de energia. A medida prevê que os custos operacionais incorridos serão ressarcidos através de encargos setoriais, e que as contratações de reserva de capacidade poderão acontecer por meio de procedimentos competitivos simplificados.

O cenário atual de seca hidrológica tem influência no planejamento energético, porque tem-se menores vazões nos rios do que o que foi previsto pelas séries de vazão usadas nos modelos computacionais. A curto prazo, isso afeta a operação do sistema elétrico, que deve ser diferente daquela planejada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS), para garantir o suprimento de energia. O planejamento da operação, por sua vez, influencia no planejamento energético em longo prazo, por fornecer dados de vazão dos reservatórios para o modelo Newave, utilizado nos estudos e nas análises da EPE.

¹³ [Governo federal publica MP da crise energética.](#)

¹⁴ Neste caso, o prazo da tratativa é de 60 dias.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Assim, o planejamento energético precisa se adequar para evitar que a expansão a longo prazo resulte em um sistema elétrico frágil, em situações de crise hidrológica. Uma das vulnerabilidades do planejamento é que os modelos utilizados não refletem a realidade do sistema. As restrições operativas são mais severas do que aquelas capturadas pelo modelo. É possível verificar, por exemplo, que as usinas utilizam mais vazão para gerar energia do que o modelo apresenta¹⁵. Medidas emergenciais são importantes em momentos de crise, mas atuar em longo prazo, de forma a revisitar a inserção da variável recursos hídricos no planejamento, é fundamental. Além disso, o aprimoramento da gestão de recursos hídricos também pode ser eficaz para lidar com questões referentes ao uso múltiplo da água para o planejamento. Atualmente, não há medições, controle nem fiscalização da quantidade efetivamente retirada dos corpos hídricos. Algumas recomendações do Instituto Escolhas⁹, em estudo publicado em 2019, incluem:

- Reconstituir as séries de vazões;
- Monitorar melhor as precipitações com mais postos de medição, melhor aparelhamento e distribuição geográfica;
- Instalar postos hidrométricos suficientes e com levantamento sistemático;
- Criar uma base de dados oficial sobre o tipo de sistema de resfriamento de cada termelétrica, já que as usinas consomem muita água e a quantificação desse setor é limitada;
- Levantar e produzir dados mais precisos de áreas irrigadas, de uso e de tipos de cultivo.

Ainda no que toca à gestão dos recursos hídricos, a MP 1.055 também traz mudanças que merecem discussão. O estabelecimento de limites de uso, armazenamento e vazão das hidrelétricas já era previsto, porém, de acordo com a MP 1.055, essas atribuições passam a estar nas mãos apenas do governo¹⁶. Atualmente, a gestão de recursos hídricos no Brasil tem a Agência Nacional de Águas (ANA) como o principal órgão, mas é descentralizada, por meio dos comitês de bacias. Esses comitês contam não só com a participação do governo, como também com a sociedade civil, para contemplar da melhor forma os usos múltiplos da água. Hoje, o uso da água é prioritário ao consumo humano e também para os animais, como previsto pela Política Nacional dos Recursos Hídricos²⁸.

A alteração dessa governança, mesmo que em caráter emergencial, pode acentuar os conflitos de uso da água. O objetivo é agilizar as tomadas de decisão durante a crise,

¹⁵ O deplecionamento dos reservatórios faz as turbinas operarem em carga parcial e, conseqüentemente, fora de seu ponto de máxima eficiência, o que reduz o MW gerado por m³ de água. Ainda há outros fatores, como a própria deterioração pelo tempo de uso das máquinas e o assoreamento dos reservatórios, que podem diminuir a capacidade de geração.

¹⁶ A MP 1.055 propõe que a CREG seja composta apenas pelos Ministros de Minas e Energia (que a presidirá); da Economia; da Infraestrutura; da Agricultura, Pecuária e Abastecimento; do Meio Ambiente; e do Desenvolvimento Regional.

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

mas é preciso atentar para que essa redução da participação das partes interessadas nas discussões da gestão dos recursos hídricos não prejudique os outros usos da água.

4. Conclusão

A liberalização do setor elétrico é uma pauta que remonta à década de 1990. Desde então, formou-se certa convergência sobre a privatização da Eletrobras, sob o argumento de que manter o setor elétrico sob a responsabilidade de um Estado já sobrecarregado perpetuará uma série de custos e ineficiências que, por fim, serão custeadas pelos consumidores.

Em se tratando puramente da desestatização, se avaliada pela ótica da expansão e modernização do setor para atendimento à demanda, o processo é positivo para o setor elétrico. Entretanto, a tramitação dessa medida é passível de grandes questionamentos, pois gerou diversos custos para o setor elétrico como resultado da inclusão de "jabutis" de todos os tipos para ser aprovada. Além disso, a Lei tende a gerar a concentração de mercado, pois o processo de desestatização não será feito separadamente para cada subsidiária da empresa. Em última análise, essa prática tem efeitos negativos não apenas para o setor elétrico, como também abre um precedente perigoso para desestatizações futuras.

Analisando por uma ótica puramente quantitativa do planejamento energético, as reservas de mercado para determinadas tecnologias (gás natural e PCHs), criadas através da Lei 14.182, não divergem das quantidades indicadas para a expansão de cada fonte. No caso das térmicas a gás, o PDE 2030 aponta um aumento de 10.355 MW, enquanto a Lei prevê a contratação de 8.000 MW. Para as pequenas centrais hidrelétricas, o PDE 2030 indica um aumento de 2.238 MW, e a Lei coloca 2.000 MW. No entanto, do ponto de vista qualitativo e de governança, pode-se dizer que houve um significativo retrocesso no processo de planejamento estabelecido para o setor elétrico. Ou seja, a principal interferência das emendas da desestatização da Eletrobras não é no conteúdo indicativo para o setor elétrico, mas sim na forma como a expansão se dará.

A estrutura do planejamento energético no Brasil evoluiu ao longo dos anos e vem sendo constantemente atualizada e aprimorada para elaborar documentos dinâmicos, que refletem as mudanças globais e propõem cenários indicativos de expansão. As análises são feitas por um corpo de técnicos e especialistas, com o apoio de diversas modelagens matemáticas para gerar resultados robustos. A opção por um caminho legislativo para implementar reservas de mercado que privilegiam algumas fontes, em detrimento de outras, desconsiderando todo o processo já estabelecido no planejamento, é uma maneira de "cortar caminhos" e atropelar uma governança já estabelecida e funcional.

Da mesma forma, a definição prévia de parâmetros comumente estabelecidos pela própria dinâmica do mercado, como preços e localização dos empreendimentos,

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

atropela o caráter indicativo do planejamento e o próprio funcionamento do mercado. Se considerarmos o histórico de evolução do planejamento do setor – desde a época em que o planejamento era feito de forma mais centralizada pela Eletrobras até a sistemática mais ampla de hoje –, pode-se encarar esse enrijecimento como uma certa volta ao passado, um retorno ao caráter mais intervencionista e determinativo do planejamento.

Com essa delimitação de preços, tecnologias e localização, retira-se também das mãos do mercado sua ferramenta mais poderosa: a capacidade de escolher as alternativas mais eficientes do ponto de vista econômico, a partir do cenário de preços e das tecnologias disponíveis. Os leilões de energia se provaram uma ferramenta útil para a entrada do capital privado no setor elétrico, contribuindo para a expansão da geração através de várias fontes em todo o país. Com sua aplicação, é possível perceber o mercado se ajustar em termos de preço do megawatt-hora e da distribuição no território dos projetos qualificados, de acordo com as peculiaridades e dos recursos disponíveis em cada região. Contudo, as emendas da desestatização tiram graus de liberdade do mercado e restringem sua atuação no que ele pode fazer de melhor, que é se autorregular através da livre concorrência.

O legado dessa medida para o setor elétrico, e suas implicações com outros setores da economia ainda serão pauta de muitas discussões. Ao contrário do que se pensa, a capitalização da Eletrobras está apenas começando, e o processo ainda se estenderá por muitos meses. Assim, é preciso que as lições da Eletrobras sejam aprendidas para que não se repita a execução de um processo de tamanha complexidade sem a realização de estudos de impacto pelos órgãos pertinentes. Para o futuro, cabe cobrar que o governo tenha uma regulamentação moderna e firme deste setor, para mitigar efeitos monopolistas que apenas prejudicariam o desenvolvimento do país.

Referências

1. Brasil. *Medida Provisória nº 1.031, de 23 de fevereiro de 2021*. 1–4 (Câmara dos Deputados, 2021).
2. Brasil. *Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021*. 1–14 (Congresso Nacional, 2021).
3. Eletrobras. *Relatório da Administração & Demonstrações Financeiras 2020* (2021).
4. Ministério da Economia. Privatização da Eletrobras pode destinar mais de R\$ 100 bilhões aos cofres públicos. *Notícias* <https://www.gov.br/economia/pt-br/assuntos/noticias/privatizacao-da-eletobras-pode-destinar-mais-de-r-100-bilhoes-aos-cofres-publicos> (2021).
5. Varian, H. R. *Microeconomia: uma abordagem moderna*. *Journal of Chemical Information and Modeling* (Elsevier, 2015).
6. FIESP. *Impactos tarifários da “MP da Eletrobras”*. https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2021/07/Impactos-da-MP-da-Eletobras.FIESP_.pdf?x97533 (2021).
7. Brasil, Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2030* (2021).
8. Brasil, Ministério de Minas e Energia & Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2050* (2020).
9. Instituto Escolhas. Setor Elétrico: Como Precificar a água em um cenário de escassez. 1–13 (2019).
10. Brasil. *Lei nº 14.134, de 8 de abril de 2021*. 1–15 (Congresso Nacional, 2021).
11. Brasil. Brazil's Nationally Determined Contribution (NDC). 1–9 (2020).
12. Rochedo, P. R. R. *et al.* The threat of political bargaining to climate mitigation in Brazil. *Nat. Clim. Chang.* **8**, 695–698 (2018).

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

13. F. G. Assis, L. F. *et al.* TerraBrasilis: A Spatial Data Analytics Infrastructure for Large-Scale Thematic Mapping. *ISPRS Int. J. Geo-Information* **8**, 513 (2019).
14. Instituto de Energia e Meio Ambiente. Questionamentos à inserção de termelétricas a gás natural na Medida Provisória 1.031/2021. 1–5 (2021).
15. ANEEL. Leilão para Suprimento a Boa Vista e Localidades Conectadas de 2019. 1–36 (2019).
16. Instituto Socioambiental. Waimiri Atroari não são contra linhão, mas exigem consulta e compensações. *Notícias Socioambientais* <https://www.socioambiental.org/pt-br/noticias-socioambientais/waimiri-atroari-nao-sao-contralinhao-mas-exigem-consulta-e-compensacoes> (2019).
17. Brasil. *Lei nº 6.938, de 31 de agosto de 1981*. 1–27 (Congresso Nacional, 1981).
18. CONAMA. *Resolução CONAMA Nº 237, de 19 de dezembro de 1997*. 1–11 (ICMBio, 1997).
19. Nações Unidas no Brasil. Sobre o nosso trabalho para alcançar os Objetivos de Desenvolvimento Sustentável no Brasil. *Objetivos de Desenvolvimento Sustentável* <https://brasil.un.org/pt-br/sdgs> (2021).
20. Ministério de Minas e Energia. Visão do MME sobre os impactos da capitalização da Eletrobras. *Nota de Esclarecimento* <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/visao-do-mme-sobre-os-impactos-da-capitalizacao-da-eletobras-1> (2021).
21. AESEL. Privatização da Eletrobras e os Impactos Tarifários para os Brasileiros. <https://www.aesel.org/privatizacao-da-eletobras-e-os-impactos-tarifarios-para-os-brasileiros> (2021).
22. Empresa de Pesquisa Energética. Leilões de Energia Elétrica 2019. 1–9 (2019).
23. Vasquez-Arroyo, E. *et al.* Implications of climate change impacts for the Brazilian electricity mix. *Sustentabilidade em Debate* **11**, 122–138 (2020).
24. Brasil. *Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002*. 1–18 (Congresso Nacional, 2002).
25. IRENA. *Renewable Power Generation Costs in 2020*. International Renewable Energy Agency (2020).
26. Instituto Escolhas & PSR. Quais os reais custos e benefícios das fontes de geração no Brasil? 20 (2018).
27. Brasil. *Medida Provisória nº 1.055, de 28 de junho de 2021*. 1–8 (Congresso Nacional, 2021).
28. Brasil. *Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997*. (Congresso Nacional, 1997).

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

Anexo 1

1. Concessões e Autorizações de Geração

Fonte: Demonstrações Financeiras 2020

Usina	Tipo	Capacidade Instalada (MW)	Localização
UHE Belo Monte	Hidráulica	11.233	PA
UHE Tucuruí	Hidráulica	8.535	PA
UHE Jirau	Hidráulica	3.750	RO
UHE Santo Antônio (Mesa)	Hidráulica	3.568	RO
UHE Xingó	Hidráulica	3.162	SE
UHE Paulo Afonso IV	Hidráulica	2.462	BA
UHE Itumbiara	Hidráulica	2.082	MG
UHE Teles Pires	Hidráulica	1.820	MT
UHE Luiz Gonzaga (Itaparica)	Hidráulica	1.480	PE
UHE Marimbondo	Hidráulica	1.440	MG
UHE Serra da Mesa	Hidráulica	1.275	TO
UHE Furnas	Hidráulica	1.216	MG
UHE Sobradinho	Hidráulica	1.050	BA
UHE Luís Carlos Barreto de Carvalho	Hidráulica	1.050	SP
UHE Luís Eduardo Magalhães	Hidráulica	903	TO
UHE Foz do Chapecó	Hidráulica	855	RS
UHE Três Irmãos	Hidráulica	808	SP
UHE Paulo Afonso III	Hidráulica	794	BA
UHE São Manoel	Hidráulica	736	PA
UHE Peixe Angical	Hidráulica	499	TO
UHE Mascarenhas de Moraes (1)	Hidráulica	476	MG
UHE Paulo Afonso II	Hidráulica	443	BA
UHE Sinop	Hidráulica	402	MT
UHE Apolônio Sales (Moxotó)	Hidráulica	400	BA
UHE Corumbá 1	Hidráulica	375	GO
UHE Porto Colômbia	Hidráulica	320	MG
UHE Simplício	Hidráulica	306	MG
UHE Dardanelos	Hidráulica	261	MT
UHE Balbina	Hidráulica	250	AM

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

UHE Boa Esperança (Castelo Branco)	Hidráulica	237	PI
UHE Samuel	Hidráulica	217	RO
UHE Funil	Hidráulica	216	RJ
UHE Serra do Facão	Hidráulica	213	GO
UHE Manso	Hidráulica	210	MT
UHE Paulo Afonso I	Hidráulica	180	BA
UHE Governador Jayme Canet Júnior	Hidráulica	178	PR
UHE Baguari	Hidráulica	140	MG
UHE Refiro Baixo	Hidráulica	82	MG
UHE Coaracy Nunes	Hidráulica	78	AP
UHE Passo São João	Hidráulica	77	RS
UHE Batalha	Hidráulica	53	MG
UHE São Domingos	Hidráulica	48	MS
UHE Curuá-Una	Hidráulica	30	PA
UHE Funil	Hidráulica	30	BA
UHE Anta	Hidráulica	28	RJ
UHE Pedra	Hidráulica	20	BA
PCH João Borges	Hidráulica	19	SC
PCH Barra do Rio Chapéu	Hidráulica	15	SC
UHE Curemas	Hidráulica	4	PB
EOL Casa Nova (2) (3)	Eólica	180	BA
EOL Casa Nova II	Eólica	33	BA
EOL Nossa Senhora de Fátima (4)	Eólica	30	CE
EOL Cerro Chato I	Eólica	30	RS
EOL Cerro Chato II	Eólica	30	RS
EOL Cerro Chato III	Eólica	30	RS
EOL Eólico Coxilha Seca	Eólica	30	RS
EOL Casa Nova III	Eólica	28	BA
EOL Jandaia (4)	Eólica	27	CE
EOL Caiçara I (5)	Eólica	27	RN
EOL Ibirapuitã	Eólica	25	RS
EOL Jandaia I (4)	Eólica	24	CE
EOL Cerro Chato VI	Eólica	24	RS
EOL Junco I (5)	Eólica	24	RN
EOL Junco II (5)	Eólica	24	RN
EOL São Clemente (4)	Eólica	21	CE
EOL São Januário (4)	Eólica	21	CE
EOL Caiçara II (5)	Eólica	18	RN
EOL Coqueirinho 2	Eólica	16	BA
EOL Tamanduá Mirim 2	Eólica	16	BA
EOL Cerro Chato V	Eólica	12	RS
Parque Eólico Capão do Inglês	Eólica	10	RS
EOL Angical 2	Eólica	10	BA
EOL Caititú 2	Eólica	10	BA
EOL Carcará	Eólica	10	BA
EOL Corrupião 3	Eólica	10	BA
EOL Caititú 3	Eólica	10	BA
EOL Papagaio	Eólica	10	BA
EOL Cerro Chato IV	Eólica	10	RS
Parque Eólico Galpões	Eólica	8	RS
EOL Teiú 2	Eólica	8	BA
EOL Cerro dos Trindade	Eólica	8	RS
EOL Acauã	Eólica	6	BA
EOL Arapapá	Eólica	4	BA
Angra 2	Nuclear	1.350	RJ
Angra 1 (6)	Nuclear	640	RJ
UTE Mauá 3	Térmica	591	AM
UTE Santa Cruz (7)	Térmica	350	RJ
UTE Candiota III (Fase C)	Térmica	350	RS
UTE Aparecida	Térmica	200	AM
UTE Senador Arnon Afonso Farias de Mello (8)	Térmica	86	RR
UTE Santana	Térmica	36	AP

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

UTE Santana II	Térmica	30	AP
UTE Santa Rita	Térmica	24	AP
UTE Araguaia (9)	Térmica	23	MT
UTE Codajás	Térmica	4	AM
UTE Anori	Térmica	4	AM
UTE Anamá	Térmica	2	AM
UTE Caapiranga	Térmica	2	AM

2. Concessões de Transmissão de Energia Elétrica

Fonte: Demonstrações Financeiras 2020

Transmissoras	Extensão (km)	Localização
Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	20056	RJ/SP/PR/MG/GO/TO/DF/ES/MT
Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	19156	PE/CE/SE/BA/AL/PI/MA/PB/RN
Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	9464	RS/SC/PR/MS
Transmissão Rede Básica - Diversas instalações	9253	AC/MA/MT/PA/PI/RO/RR/TO
SPE Interligação Elétrica do Madeira (Lote D)	2385	RO/SP
LT Coletora Porto Velho / Araraquara II	2375	RO/SP
LT Xingu/Estreito e Estações Conversoras	2092	PA/TO/GO/MG
SPE Belo Monte Transmissora (1)	2076	PA/TO/GO/MG
LT Jauru - Vilhena - Pimenta Bueno - Ji-Paraná - Ariquemes Samuel - Porto Velho	979	MT/RO
SPE Paranaíba Transmissora	953	BA/MG/GO
SPE Mata de Sta. Genebra Transmissora	887	SP/PR
LT Nova Santa Rita - Camaquã 3; LT Camaquã 3- Quinta; LT Salto Santiago - Itá; LT Itá - Nova Santa Rita	785	SC
LT Lechuga/Equador/Boa Vista e subestações associadas	715	RR/AM
SPE Transenergia Renovável	708	MS/GO/MT
LT Ibiúna - Batéias	664	PR/SP
LT Teresina II - Sobral - Fortaleza	546	PI/CE
LT Porto Velho - Abunã - Rio Branco	488	AC/RO
SPE Goiás Transmissão	479	GO
LT Nova Santa Rita - Povo Novo; LT Povo Novo - Marmeleiro; Marmeleiro - Santa Vitória do Palmar, Seccionamento da LT Camaquã 3	468	RS
LT Salto Santiago (PR) - Ivaiporã (PR) - Cascavel D'Oeste (PR) e Módulos nas SE Ivaiporã, SE Salto Santiago e SE Cascavel do Oeste	372	PR
LT Campos Novos - Blumenau e subestação Biguaçu	359	SC
SPE Triângulo Mineiro Transmissora	298	SP/MG
SPE MGE Transmissão (2)	267	MG/ES

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

LT Campos Novos (SC) - Nova Santa Rita (RS) e Módulos na Nova Santa Rita e SE Campos Novos	257	RS/SC
LT Simplício - Rocha Leão	238	RJ
LT Presidente Médici - Santa Cruz	237	RS
LT Santo Ângelo-Maçambará; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó; LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó	235	SC
SE Foz do Chapecó	231	RS
LT Luis Gonzaga - Garanhuns	218	AL/PE/PB
LT Garanhuns - Pau Ferro	209	AL/PE/PB
LT Milagres - Tauá	208	CE
LT Garanhuns II- Campina Grande III	194	AL/PE/PB
LT Ceará-Mirim II - Campina Grande III	192	RN/PB
SPE Transenergia Goiás	187	GO
LT Picos - Tauá II	183	PI/CE
LT Bom Despacho 3 - Ouro Preto 2	180	MG
SPE Vale do São Bartolomeu	163	GO/DF
LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II	145	BA
LT Eunápolis - Teixeira de Freitas II	145	BA
LT Paraíso - Açú II	133	PI/CE/RN
LT Paraíso - Açú II (3)	123	RN
LT Milagres - Coremas	120	CE/PB
LT Bom Jesus da Lapa II - Igaporã II	115	BA
LT Russas II - Banabuiú	112	RN
LT Nossa Senhora do Socorro - Penedo	110	SE/AL
SPE Madeira Energia	95	RO
LT Ribeiro Gonçalves - Balsas; SE Ribeiro Gonçalves - SE Balsas	95	MA/PI
LT Mascarenhas - Linhares	95	ES
LT Ibicoara - Brumado	95	BA
LT Acaraú II-Sobral III	91	CE
LT Campos - Macaé 3	90	RJ
LT Pau Ferro - Santa Rita II (3)	85	PE/PB/AL/RN
LT Batalha - Paracatu	85	MG
LT C. Mirim II - João Câmara II	75	RN
LT Tijuco Preto - Itapeti - Nordeste	71	SP
LT Manso - Nobres (138kV)	70	MT
SPE Lago Azul Transmissora	69	GO
LT Açú II - Mossoró II (3)	69	RN
SPE Brasil Ventos Energia (4)	69	CE
LT Casa Nova II - Sobradinho	67	BA
LT Manso - Nobres (230kV)	66	MT
SPE Serra do Facão Energia	66	GO
LT Paraíso - Lagoa Nova II	65	RN/CE
LT Morro do Chapéu II - Irecê	64	BA
LT Ceará-Mirim II- João Câmara III	64	RN/PB
LT Ceará-Mirim II - Touros II	62	RN
LT Candiota/Melo e LT Presidente Médici	60	RS
LT Xavantes - Pirineus	50	GO
LT Igaporã III - Pindaí II	50	BA
LT Teresina II - Teresina III	46	PI
SPE Refiro Baixo Energética	45	MG
LT Pirapama II - Suape II	42	PE
SPE Empresa de Energia São Manoel	40	PA/MT
LT Messias - Maceió II	39	SE/AL/BA
LT Pinhalzinho-Foz do Chapecó (3)	37	SC
LT Mossoró II - Mossoró IV	36	RN
LT São Luís 2 - São Luís 3 SE São Luís 3	36	MA
LT São Luiz II - São Luiz III (3)	36	MA/CE
LT Monte Claro - Garibaldi (RS) e módulos na SE Garibaldi e SE Monte Claro	33	RS
LT Lechuga - Jorge Teixeira; SE Lechuga	30	AM
LT Jorge Teixeira - Lechuga (ex-Cariri)	30	AM
LT Anta - Simplício	26	MG/RJ

Relatório Desestatização da Eletrobras

Impactos no planejamento do setor elétrico

LT Coletora Porto Velho - Porto Velho; SE Coletora Porto Velho; 2 Estações Conversoras CA/CC/CA Back-to-Back;	22	RO
SPE Enerpeixe	20	TO
LT Extremoz II - C. Mirim	19	RN
LT Ceará-Mirim II - Extremoz II	19	RN/PB
SPE Teles Pires Partic ipações	19	MT/PA
LT Garanhuns - Angelim I	13	AL/PE/PB
1 conversora de frequência e LT de 132 kV	13	RS
LT Igaporã II - Igaporã III	11	BA
LT Paulo Afonso III - Zebu II	11	PE/PB/AL/RN
LT Campina Grande III - Campina Grande II	10	RN/PB
LT Suape III - Suape II	7	PE
SPE Chapecoense Geração	6	SC/RS
Reencabeçamento da LT Cascavel Oeste – Guáira (3)	3	PR
SPE Baguari Energia	3	MG
Seccionamento da LT Londrina - Maringá (3)	1	PR
LT Jardim - Nossa Senhora do Socorro	1	SE/AL/BA