



OS DEPUTADOS

**EXCELENTÍSSIMO SENHOR DOUTOR MINISTRO DO
TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO – TCU**

MD. AROLDO CEDRAZ

Ref.: TC 008.845/2018-2

ELVINO JOSÉ BOHN GASS, ERIKA KOKAY, PEDRO UCZAI, HENRIQUE FONTANA, ZÉ CARLOS, JOÃO DANIEL, LEO DE BRITO, LEONARDO MONTEIRO, já admitidos nestes autos como *amicus curiae* vêm, respeitosamente, em resposta a intimação decorrente do Acórdão^o 296/2022, por meio de seus advogados infra-assinados, para ao final, requerer o que se segue:

1. Da impossibilidade de manifestação integral diante do sigilo

Os Parlamentares ora requerentes, após regularmente admitidos como *amicus curiae*, foram intimados a manifestarem-se com argumentos técnicos para o deslinde das questões que ainda serão tratadas na atual fase processual da desestatização da Eletrobras, quais sejam, aquelas relacionadas a modelagem de privatização: a capitalização com perda do controle acionário.

Ocorre que há vários documentos essenciais para o entendimento integral do processo em andamento, em especial desta fase da modelagem, que estão classificados como sigilosos. Ora, como é possível que os requerentes se manifestem com propriedade se dentre as mais de setenta peças juntadas, a partir da peça 380, de 18/03/22 até a peça 454, “Pronunciamento da Unidade”, de 25/03/22, mais de metade desses documentos foram classificados como sigilosos? Mas não é só. Parte majoritária das peças com “Resposta de determinação”, de número 335 e número 347, juntadas em 03/03/2022 também estão gravadas de sigilo.

Note-se que o próprio Estudo de Impacto Tarifário exigido por essa corte ao MME, matéria de interesse especial para o povo brasileiro, representado pelos ora requerentes, permanece sob sigilo.



OS DEPUTADOS

Especialmente com relação ao tema do impacto tarifário da privatização da Eletrobras, o sigilo imposto subverte completamente a lógica do princípio da publicidade e da transparência inscritos na Constituição e que devem reger a aplicação da Lei de Acesso à Informação por esta Corte de Contas. Ora, quando é que os mais de 84 milhões de consumidores desse país terão a oportunidade de conhecer e avaliar esse estudo? Não é razoável que a resposta à sociedade venha após a capitalização da empresa, quando as consequências dos atos praticados seja irrefreável.

Caso este estudo confirme o que diversas instituições já vêm apontando, ou seja, que haverá impactos negativos para o consumidor, é necessário que além deste Tribunal determinar ao Poder Executivo ou à Eletrobras privatizada medidas mitigadoras de seus impactos, e que - principalmente - a população saiba dos efeitos da capitalização pretendida.

A própria agência reguladora do setor elétrico (Aneel) elaborou¹, em 2017, uma série de simulações sobre a proposta do governo de descotizar as usinas e encaminhou os números ao Ministério de Minas e Energia. Na ocasião, a agência considerou que estabelecer um regime comercial, em que o preço será negociado livremente, “tem um efeito perverso” sobre o custo da energia. Nas simulações, se todas as hidrelétricas da estatal forem “descotizadas” e, então, negociarem a produção no mercado livre, o impacto poderia chegar, cenário mais extremo, a um aumento médio de 16,5% por ano nas tarifas.

Durante o debate sobre a proposta de privatização da Eletrobras, em 2021, um estudo² publicado pela Federação das Indústrias do Estado de São Paulo (Fiesp) apontou que a privatização da Eletrobras acarretaria um aumento médio de até 6,5% por ano nas tarifas de energia em todo o país. Esse aumento representaria uma conta extra de mais de R\$ 360 bilhões ao longo dos 30 anos dos contratos de fornecimento, que serão pagos por todos os consumidores brasileiros. No mesmo documento, a Fiesp também alerta para a possibilidade de extrema concentração do mercado de energia por empresa privada, que teria, segundo o estudo, um efeito ainda mais negativo para o setor elétrico, principalmente para a modicidade tarifária.

Se os benefícios da privatização são tão cristalinos, como propagandeados pelo Governo, por qual razão os estudos que indicam os impactos da privatização e da descotização para a sociedade deveriam permanecer sob sigilo? Não há qualquer lógica

¹ Disponível em:

<https://www.fnucut.org.br/665/aneel-afirma-que-com-privatizacao-da-eletobras-conta-de-luz-vai-ficar-mais-cara/#:~:text=O%20modelo%20de%20privatiza%C3%A7%C3%A3o%20da,energia%20cobradas%20dos%20consumidores%20residenciais.>

² Disponível em:

<https://energiahoje.editorabrasilenergia.com.br/fiesp-ve-concentracao-de-mercado-na-privatizacao-da-eletobras/>



OS DEPUTADOS

que sustente tal decisão, principalmente diante dos postulados republicanos e democráticos que regem o país.

Portanto, o sigilo imposto a tantos documentos, que não se enquadram entre as informações imprescindíveis à segurança da sociedade ou do Estado, em especial ao Estudo de Impacto Tarifário, além de impedir o contraditório nestes autos, prejudicando a atuação dos ora requerentes, Parlamentares, como *amicus curiae*, importa em violação direta ao *caput* do art. 37 da Constituição, do art. 3º, I da Lei 12.527/2011 - Lei de Acesso à Informação, e ainda normas internas desta Corte que dizem respeito à classificação de informações prestadas.

Tal conclusão é reforçada ainda pela solicitação de reclassificação dos sigilos apostos a diversos documentos feita pela Secretaria de Fiscalização de Infraestrutura de Energia Elétrica (SeinfraElétrica) ao MME, como consta na peça 464, de 31/03/2021, cujo teor consiste em “Email resposta sobre reclassificação de sigilo de documentos”, da qual se destaca:

Solicitamos a reclassificação, caso aplicável, quanto ao nível de sigilo dos documentos enviados por este MME, nos presentes autos, para que os amici curiae possam se manifestar. Peça particular atenção aos documentos enviados em atendimento ao Acórdão 296/2022-TCU Plenário (monitoramento):

- Ofício 63/2022/SE-MME (peça 314), de 14/2/2021;
- Ofício 93/2022/SE-MME (peça 369), de 10/3/2022, contendo:
- o Nota Informativa 4/2022/ASSEC (peça 317), de 14/2/2022;
- o Nota Técnica 77/2021-ASSEC (peça 318), de 16/12/2021;
- o Nota Informativa 8/2022/ASSEC (peça 370), de 10/3/2022;
- o Relatório da Thymos Energia (peça 374), de 10/3/2022.

Portanto, diante do prejuízo causado à manifestação dos Parlamentares como *amicus curiae*, requer-se, desde já que sejam oficiados os responsáveis para levantamento do sigilo que gravam os documentos destes autos, em especial o Estudo de Impacto Tarifário, e, após seu levantamento, seja conferido novo prazo para que os Parlamentares e demais entidades habilitadas como *amicus curiae* apresentem suas contribuições.

Feita esta ressalva, passa-se a expor:

2. Da Eletrobras privada e da concentração de mercado

Como é de amplo conhecimento, a Eletrobras é o maior grupo de energia elétrica da América Latina e um dos maiores do mundo. O risco de concentração de mercado advém exatamente da sua dimensão operacional, tanto dos reservatórios de suas



OS DEPUTADOS

usinas hidrelétricas, quanto do amplo sistema de transmissão construído ao longo de décadas.

As empresas do grupo Eletrobras são responsáveis pela maior parte dos reservatórios hidrelétricos do país, que representam 46,2 GW de capacidade hidráulica instalada. Isso equivale a 3,5% da capacidade instalada no mundo, conforme dados da Associação Internacional dos Geradores Hidrelétricos³. Nenhum país que possui recursos hídricos semelhantes aos nossos (como EUA, Canadá, Noruega, e outros), privatizou seus reservatórios, abrindo mão do controle da água. Pela rede básica, a Eletrobras transmite quase 70% da energia elétrica consumida no país. Ou seja, a cada 10 lâmpadas acesas, em média 7 recebem energia transmitida pelas empresas Eletrobras.

Nesse sentido, pode-se afirmar que a proposta de privatização através do modelo de “democratização do capital” retira do Estado o poder de mercado e operacional que representa o sistema Eletrobras e o entrega à própria lógica de funcionamento dos mercados financeiros, que são inerentemente instáveis. O objetivo será único, a maximização do valor do acionista, grande parte investidores institucionais⁴.

Diferentemente do que o governo afirma, a Eletrobras é lucrativa e apresenta bons indicadores operacionais. Bastam poucos números para invalidar o argumento falacioso de que não há capacidade financeira para a realização de novos investimentos. Em seu balanço patrimonial de 2020 constam cerca de R\$ 30 bilhões em reservas de lucros, resultado da própria previsão estatutária de reserva de lucro líquido para investimentos. Em 2021, ano de crise econômica e social causada pela pandemia do coronavírus, o Caixa e Equivalentes consolidado do grupo somou R\$ 12,0 bilhões. Seu indicador Dívida Líquida/ EBITDA foi de 1,6, um dos mais baixos dentre as empresas elétricas, e os dividendos pagos aos acionistas alcançaram R\$ 4,5 bilhões.

A concentração de mercado de uma Eletrobras privatizada é temor até mesmo de apoiadores da privatização. O Deputado Elmar Nascimento, relator da proposta na Câmara dos Deputados, reconheceu em seu relatório preliminar, em meados de 2021, a preocupação expressa por agentes do setor quanto “a concentração de mercado nas mãos de um agente que não estaria sob o controle do Estado”⁵. Para o presidente do Instituto Acende Brasil, entusiasta da privatização, no modelo adotado “o risco de abuso do poder de mercado é gigantesco”⁶.

³ International Hydropower Association.

Disponível em: <https://www.hydropower.org/iha/discover-facts-about-hydropower>

⁴ A BlackRock, maior gestora de ativos do mundo, possui participação relevante no capital de mais de dez empresas que atuam no setor elétrico nacional, incluindo a Eletrobras.

⁵ Ver parecer preliminar da Medida Provisória 1.031/2021 na Câmara dos Deputados (p.24). Disponível em: https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2013168&filename=PRLP+1+%3D%3E+MPV+1031/2021

⁶ Disponível em: <https://epbr.com.br/concentracao-de-mercado-da-eletoabras-privatizada-preocupa-agentes/>



OS DEPUTADOS

Dada a dimensão do sistema Eletrobras, o seu bom desempenho operacional é imprescindível para o funcionamento adequado de nosso singular sistema interligado. Por isso, a excelência operacional da Eletrobras vai além do sistema elétrico operado por suas empresas.

Por exemplo, na crise do estado do Amapá em 2020, quando 800 mil pessoas ficaram sem energia por mais de 22 dias, dos quais 4 na escuridão total, foi a Eletronorte, subsidiária da Eletrobras, que restabeleceu o sistema elétrico. O blecaute ocorreu devido a problemas em uma concessão de transmissão de energia, no qual a empresa operadora é controlada por um fundo especializado em reestruturação de dívidas. O fundo assumiu a concessão após a Isolux, antiga operadora, entrar em processo de recuperação judicial. Não é raro a insolvência de empresas no setor elétrico. Outros casos conhecidos são o da Abengoa, também na transmissão, e o do grupo Rede, que controlava oito concessionárias de distribuição nas regiões Norte, Sudeste e Centro-Oeste.

Vê-se, portanto, que tal resultado vai na contramão das tendências mundiais que apontam para uma remunicipalização dos serviços antes privatizados. Segundo nota técnica do Dieese⁷, em maio de 2020, o Instituto Transnacional (TNI) publicou o estudo *The Future is Public, Towards Democratic Ownership of Public Services*, que apresenta um levantamento de 1.408 casos bem-sucedidos de remunicipalização e de municipalização/criação de serviços públicos em diversos setores de atividade, dentre os quais, o setor de energia é o que possui mais casos de remunicipalização, com um total de 374, representando 27% do total.

Como se viu a partir do cenário internacional, as questões de soberania e segurança energética, os desafios relacionados à transição energética e as demandas por maior democratização do acesso à energia elétrica são políticas públicas que ensejam o controle estatal nesse setor. Além disso, a condição de monopólio natural característica da geração hidrelétrica deve compreender o interesse coletivo envolvido na gestão de bacias hidrográficas, como vazão dos rios, segurança das barragens, preservação ambiental, complementaridade com atividades econômicas como a agricultura, a piscicultura, o turismo etc. No caso da transmissão de energia, também um monopólio natural, é fundamental destacar seu papel na integração e redução de disparidades regionais no acesso à energia elétrica.

3. Dos indicativos do aumento da tarifa pós privatização

A despeito da significativa participação da fonte hidráulica na matriz elétrica nacional (63% em 2020), o consumidor brasileiro paga hoje uma das tarifas de energia

⁷ <https://www.dieese.org.br/notatecnica/2021/notaTec258Eletrobras.pdf>



OS DEPUTADOS

elétrica mais caras do mundo, conforme ranking elaborado pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2020)⁸.

Não bastasse isso, a proposta de privatização da Eletrobras prevê a liberalização do preço da energia de um conjunto importante de usinas hidrelétricas operadas pela Eletrobras que tiveram seus investimentos totalmente amortizados, e hoje entregam energia a preços módicos, na forma de cotas para os consumidores cativos de todo o país. Desta forma, por meio da transferência da renda hidráulica para os consumidores finais, a modalidade de cotas tem garantido certa estabilidade no preço da energia que compõem as contas de luz dos brasileiros.

A Figura 1, a seguir, ilustra a enorme diferença entre o preço da energia alocada no regime de Cotas (Lei 12.783/2013) e o preço da energia adquirida através dos demais contratos de energia das mais de 6 milhões de unidades consumidoras atendidas pela Coelba, concessionária de distribuição de eletricidade da Bahia. A energia proveniente do regime de Cotas representa 23% do montante de energia contratado pela concessionária, e possui a tarifa mais barata (R\$/MWh 107,64), uma diferença de 65% em relação à tarifa de maior valor.

A “descotização”, como é chamado o fim do regime de Cotas, poderá ter efeito similar à política de paridade de preços internacional da Petrobras, pois permite que a empresa privatizada realoque essa energia no mercado livre e de curto prazo, num contexto de maior pressão nos preços de energia no país e no mundo. Isto deve provocar expressivo aumento do nível de preços da eletricidade e é inconstitucional pelos argumentos que indicaremos a seguir.

Figura 1. Contratos de compra de energia e respectivas tarifas, COELBA, 2020

Contratos	Montante Contratado (MWh)	Montante Considerado (MWh)	Tarifa (R\$/MWh)	Despesa (R\$)
AMBIENTE REGULADO - CCEAR	13.115.084,033	12.758.338,927	210,12	2.680.730.367,866
Existente - CCEAR-QTD	795.015,841	773.390,511	188,85	146.056.393,87
Nova e Alternativa- CCEAR-DSP	4.793.038,008	4.662.661,954	285,07	1.329.206.373,93
Nova e Alternativa- CCEAR-QTD	4.304.835,674	4.187.739,281	151,40	634.010.475,49
Madeira e Belo Monte	3.222.194,510	3.134.547,180	182,31	571.457.124,58
Energia Base	8.346.302,455	8.130.438,429	156,04	1.268.645.551,15
Cota Angra I/Angra II	642.212,700	624.743,789	269,75	168.524.637,02
Cotas Lei n° 12783/2013	5.068.834,816	4.930.956,778	107,64	530.787.221,10
Bilaterais	2.224.800,000	2.164.282,924	263,06	569.333.693,03
PROINFA	410.454,938	410.454,938	-	-
Total	21.461.386,488	20.888.777,355	189,07	3.949.375.919,02

Fonte: Nota Técnica nº 47/2020-SGT/ANEEL, página 6.

⁸ International Energy Agency. World Energy Prices 2020. Disponível em:



OS DEPUTADOS

Instituído pela Lei 12.783 de 2013, o regime de Cotas foi estabelecido por contrato, vinculado à prorrogação das outorgas de usinas cuja data de concessão estava próxima a vencer. Ao final do período de concessão, as usinas têm seus investimentos considerados amortizados pelo pagamento das tarifas de eletricidade durante o período vigente de sua concessão. Por terem seus ativos considerados como amortizados, durante o prolongamento do período de concessão as usinas sob o regime de Cotas serão remuneradas apenas por seus custos de operação e manutenção. Tal regime de remuneração tem proporcionado alívio nas tarifas finais.

A geração dessas usinas corresponde a cerca de 20% da eletricidade contratada pelas empresas concessionárias de distribuição e vem servindo como um “contrapeso” à fatores adversos que têm pressionado para cima as tarifas de eletricidade no Brasil, como, por exemplo, a depreciação cambial que influencia diretamente o IGP-M, índice de referência dos contratos das concessionárias. Em 2020, o IGP-M acumulou alta de 23,14%⁹.

As usinas que não aderissem ao regime de Cotas criado pela Lei 12.783/2013 deveriam, ao final de seu prazo de concessão, passar novamente para o controle da União que, por sua vez, deveria realizar nova licitação para a operação desses ativos.

Cabe mencionar que à época, somente a Eletrobras dentre os grandes grupos optou por renovar suas concessões nos termos propostos pela Lei 12.783/2013. A não renovação dos demais grupos econômicos levou a uma exposição involuntária das distribuidoras (excesso de energia contratada), permitindo aos geradores hidrelétricos auferir ganhos extraordinários no mercado de curto prazo, diante das condições hidrológicas desfavoráveis que já apontavam para a iminência da crise hídrica de 2014-2015.

Segundo relatório emitido pelo Tribunal de Contas da União, Cemig, Copel e Cesp registraram ganhos superiores a 700% no mercado de curto prazo entre janeiro de 2013 e maio de 2014 (TCU 2014)¹⁰, com forte repercussão nas tarifas de 2014. O referido relatório aponta que o resultado dessas três empresas no mercado de curto prazo naquele período chegou a R\$ 5,7 bilhões, em valores correntes.

Segundo a auditoria operacional do TCU (2014), o “paradoxo” do aumento dos preços da energia logo após a renovação das concessões da Eletrobras pode ser explicado em grande parte pela frustração dos leilões de energia existente que ocorreram no período subsequente à medida (TCU 2014). O 11º leilão A-1 de energia existente realizado em

⁹ O Índice Geral de Preços - Mercado (IGP-M) é divulgado mensalmente pelo Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas (FGV-IBRE). O IGP-M é utilizado amplamente na fórmula paramétrica de reajuste de tarifas públicas (energia e telefonia), em contratos de aluguéis e em contratos de prestação de serviços. Disponível em: <https://portal.fgv.br/noticias/igpm-dezembro-2021>

¹⁰ Tribunal de Contas da União. Auditoria Operacional, n.º 011.223/2014-6. Disponível em: <https://tcu.jusbrasil.com.br/jurisprudencia/315619102/1122320146/inteiro-teor-315619128>



OS DEPUTADOS

junho de 2013 foi deserto, ao passo que o 12º leilão (dezembro de 2013) e o 13º leilão (abril de 2014) registraram frustração de 3,8 GW médio e 1,5 GW médio, respectivamente.

A Lei nº 14.182/2021, que trata da desestatização da Eletrobras, prevê o fim do regime de cotas e prevê que as usinas “descotizadas” sejam tratadas sob o regime de Produtor Independente de Energia (PIE), com liberdade de negociar sua geração livremente no mercado de eletricidade. Tal alteração afeta o ato jurídico perfeito previsto na Lei 12.783/2013, representando uma quebra de contrato. O não respeito ao contrato promove insegurança jurídica e instabilidade em prejuízo do consumidor.

O próprio parecer preliminar apresentado pelo relator da matéria na Câmara dos Deputados reconhece que o “fim do regime de cotas representa transferência da renda hidráulica do consumidor cativo para a União e para os programas setoriais.” (Parecer Preliminar da MPV 1.031/2021, p. 18-19)¹¹.

A garantia de segurança jurídica é pilar para qualquer tipo de mercado e integra as premissas do Estado democrático de Direito. A Lei nº 14.182/2021 não pode afetar os contratos, sob a forma de atos administrativos já celebrados que, nos termos da Lei 12.783/2013 e do Decreto 7.805/2013, devem produzir efeitos por todo o período de prorrogação das concessões de geração e de distribuição.

Quando considerada a economia potencial que ocorreria ao fim da concessão da Usina de Tucuruí (8,3 GW), o aumento efetivo causado pela descotização pode ser muito maior. Estimativas apontam que o custo para o consumidor deve chegar a R\$ 20 bilhões ao ano, R\$ 456 bilhões considerando-se o prazo de 30 anos das concessões.

Por fim, além da descotização, foram adicionados no texto final, outros itens estranhos ao conteúdo original e com repercussão negativa na tarifa, segundo destaca a Associação que representa os consumidores industriais (Abrace)¹².

Contratação de termelétricas: a despeito do perfil renovável das fontes de energia da Eletrobras, a medida prevê a contratação de termelétricas a gás, sem estudos prévios, e em montante e condições que podem gerar custo adicional de R\$ 20,0 bilhões ao ano.

¹¹ Disponível em:

https://www.camara.leg.br/proposicoesWeb/prop_mostrarintegra?codteor=2013168&filename=PRLP+1+%3D%3E+MPV+1031/2021

¹² Disponível em: <https://economia.uol.com.br/noticias/redacao/2021/05/19/privatizar-eletobras-custos-associacao.htm#:~:text=Economia-Privatizar%20Eletrobras%20custar%3%A1%20R%24%20%20bi,mais%20por%20ano%2C%20diz%20associa%C3%A7%C3%A3o&text=A%20privatiza%C3%A7%C3%A3o%20da%20Eletrobras%20vai,de%20Energia%20e%20Consumidores%20Livres>.



OS DEPUTADOS

Contratação de Pequenas Centrais Hidroelétricas: a proposta também cria obrigação para contratação de energia proveniente desta fonte. Também não foram apresentados estudos prévios que justifiquem tal contratação.

Renovação de contratos do Proinfa: mais uma vez, a medida prevê contratação de fontes de energia sem estudos prévios. O prazo destes contratos está findando e é preciso avaliar os seus resultados bem como novas condições de contratação para fontes alternativas.

4. Da ilegalidade no aporte de R\$ 5 bilhões à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)

Inicialmente, é importante ressaltar que, para mitigar o impacto tarifário da “descotização” das 17 UHEs abrangidas pela Lei 14.182/2021, foram concebidos dois mecanismos principais:

- i) implementação da “descotização” de forma gradual e uniforme, no prazo mínimo de 5 (cinco) anos e máximo de 10 (dez) anos, conforme art. 5º, inciso III, da Lei 14.182/2021, e
- ii) o aporte à CDE de 50% do valor adicionado aos novos contratos de concessão, para fins de modicidade tarifária, conforme art. 4, inciso I, da Lei 14.812/2021.

Conforme estipulado no Art. 4, inciso I, da Lei 14.182/2021, o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE emitiu a Resolução 15/2021, que no seu Anexo III fixa o cronograma de aportes à CDE, conforme tabela abaixo:

Anexo III

Data	Pagamento à CDE
Até trinta dias contados do ato da assinatura dos novos contratos de concessão	R\$ 5.000.000.000,00
2023	R\$ 526.098.864,13
2024	R\$ 1.052.197.728,26
2025	R\$ 1.578.296.592,39
2026	R\$ 2.104.395.456,52
2027	R\$ 2.630.494.320,65
De 2028 a 2047	R\$ 2.630.494.320,65

A mesma Resolução do Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, no seu Anexo III, estipula o cronograma referente a “descotização” e, por conseguinte o seu impacto tarifário, conforme reproduzido abaixo:



OS DEPUTADOS

Anexo II

Ano	Percentual de Garantia Física Alocada na Forma de Cotas de Garantia Física Energia e de Potência das UHEs da Eletrobras às Concessionárias Permissionárias de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica
2022	100%
2023	80%
2024	60%
2025	40%
2026	20%
2027	0%
De 2028 em diante	0%

O § 2º do art. 4º da Lei 14.182/2021 tem a seguinte redação:

“O disposto no art. 7º da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, não se aplica aos novos contratos de concessão de geração de energia elétrica de que trata este artigo, e a quota de que trata o inciso I do caput deste artigo será creditada integralmente em favor das concessionárias e permissionárias de distribuição de energia elétrica, para fins de modicidade tarifária no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), distribuída de forma proporcional aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração para produção independente de que trata o inciso III do caput deste artigo”

Como podemos observar claramente o § 2º do art. 4º da Lei 14.182/2021 estabelece que a distribuição dos recursos às concessionárias e permissionárias distribuidoras de energia elétrica deverá ocorrer de forma proporcional aos montantes descontratados em decorrência da alteração do regime de exploração de energia de cotas para produção independente. Esse dispositivo da lei também esclarece que o uso desse recurso é para fins de modicidade tarifária, mas em virtude única e exclusivamente da “descotização” da energia das 17 usinas hidrelétricas da Eletrobras, alcançadas pela Lei 14.182/2021.

Em nenhum momento, a Lei 14.182/2021 autoriza a utilização desses recursos de forma genérica, mesmo que seja para fins de modicidade tarifária. Ou seja, o legislador não autorizou o uso desses recursos para reduzir o impacto tarifário que não seja o provocado pela alteração do regime de exploração, de cotas para produtor independente de energia (PIE), denominado “descotização”. Em hipótese alguma, esses recursos poderiam ser utilizados para reduzir a tarifa de energia elétrica provocado, por exemplo, pela crise hídrica, câmbio ou IGP-M elevado. É específico para mitigar os esperados efeitos decorrentes da “descotização” das 17 UHEs da Eletrobras abrangidas pela Lei 14.182/2021.



OS DEPUTADOS

Da análise dos dois cronogramas acima (pagamentos à CDE e descotização), está evidenciado que o impacto tarifário devido à “descotização” inicia-se apenas em 2023, mas inexplicavelmente, está previsto, conforme cronograma de pagamento à CDE, em até 30 dias, contados do ato da assinatura dos novos contratos de concessão, ainda em 2022, o aporte de R\$ 5 bilhões, equivalente a 32,2% do valor total devido à CDE. O setor de energia é o que possui mais casos de remunicipalização, com um total de 374, representando 27% do total

Isto é uma ilegalidade, já que a distribuição dos recursos às concessionárias e permissionárias distribuidoras de energia elétrica oriundos da CDE deverá ocorrer de forma proporcional aos montantes descontratados, portanto, a antecipação de R\$ 5 bilhões antes do início da “descotização”, que só começará em 2023 não está previsto na legislação pertinente ao tema tratado e ofende o arcabouço legal.

Também é importante ressaltar que o cronograma de pagamento à CDE não guarda nenhuma proporcionalidade com o cronograma de “descotização”. Enquanto o cronograma de “descotização” vai reduzindo 20% ao ano, a partir de 2023, o cronograma de pagamento à CDE tem um aporte inicial de R\$ 5 bilhões, em 2022, equivalente a 32,2% do total da CDE, e correspondente a 9,5 vezes o valor do pagamento do ano seguinte. Um descasamento gritante em relação ao cronograma de “descotização”, o que trará como consequência a não mitigação da “descotização”.

Além da antecipação de R\$ 5 bilhões contrariar fortemente a legislação vigente, o Ministério Público do Tribunal de Contas da União (MPTCU) entendeu que não foi cumprida a determinação, contida no Acórdão 296/2022, para que o CNPE motivasse a escolha consistente no aporte de R\$ 5 bilhões na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), ainda em 2022, e, portanto, descasada do cronograma da “descotização” que se iniciará em 2023. O MPTCU entendeu que houve ausência de motivação suficiente e idônea para o adiantamento de R\$ 5 bilhões previsto no cronograma de pagamento à CDE, e por isto considera evidenciada a ilegalidade do aporte de R\$ 5 bilhões à CDE, 30 dias após a assinatura dos novos contratos de concessão.

Portanto, a única explicação para a antecipação de R\$ 5 bilhões, não previstos na legislação, é eleitoreira, pois estamos em ano eleitoral e um possível tarifaço decorrentes das consequências da crise hídrica, aumento do dólar e IGP-M, bem como a má gestão do Setor Elétrico Brasileiro podem impactar no resultado eleitoral de outubro próximo. O governo quer de todas as formas, inclusive à revelia da legislação, ter acesso aos R\$ 5 bilhões para aportar na CDE e de forma artificial evitar um possível aumento da tarifa.

5. Do risco às indústrias eletrointensivas da região Norte



OS DEPUTADOS

A Medida Provisória nº 579/2012, convertida na lei nº 12.783/2013, abriu a possibilidade de renovação das concessões de geração de energia elétrica das Usinas Hidrelétricas (UHEs) por mais 30 anos, desde que os concessionários aceitassem novas condições para a venda da energia proveniente dessas usinas. Em primeiro lugar, os concessionários deveriam aceitar a celebração de contratos em um novo regime, chamado regime de cotas de garantia física, nos quais toda a energia seria fornecida ao Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em cotas a serem divididas entre as concessionárias de distribuição de energia elétrica. Além disso, as concessionárias de geração interessadas na renovação pelo regime de cotas deveriam antecipar em cinco anos a renovação desses contratos.

Porém, diferentemente do regime anterior, de serviço público de energia elétrica ou de Produção Independente de Energia, no regime de cotas as geradoras não venderiam mais sua energia em leilões ou em contratos bilaterais. Passariam a receber uma tarifa fixa, determinada pela ANEEL e que visava apenas a remuneração dos custos de Operação e Manutenção, além da atualização dos equipamentos, já que essas UHEs antigas já estavam amortizadas, ou seja, já haviam sido pagas pelos consumidores ao longo de décadas.

Apesar de justa, por repassar ao consumidor os benefícios da amortização das UHEs, a adoção do sistema de cotas criou algumas dificuldades para consumidores eletrointensivos, que tinham contratos de fornecimento de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Como toda a energia das UHEs que tiveram suas concessões renovadas pela MP 579/12, principalmente de Furnas e da CHESF, foi destinada ao regime de cotas, esses consumidores eletrointensivos das regiões Nordeste, Sudeste e Centro-Oeste teriam que buscar essa energia no mercado, numa situação de preços elevados e que colocava em risco a competitividade e mesmo a continuidade de muitas atividades industriais, dependentes de energia a preços competitivos.

Com intuito de mitigar esse risco foi editada a Medida Provisória 677/15, convertida na lei nº 13.182, de 2015 que, dentre outras coisas, destinou a energia das UHEs Sobradinho da CHESF e de Itumbiara de Furnas para esses grandes consumidores do ACL, respectivamente, para os submercados do Nordeste e do Sudeste e Centro-Oeste.

Esse ajuste foi importante para manter várias atividades industriais nessas regiões, além de aliviar a situação financeira de CHESF e Furnas e destinar recursos para a expansão do sistema elétrico nessas regiões.

A lei 14.182/21, da privatização da Eletrobras, prevê a manutenção desses contratos entre CHESF e Furnas com os eletrointensivos que foram viabilizados pela lei 13.182/15. Ou seja, as demais usinas da CHESF e de Furnas que hoje operam no regime de cotas ganharão novas concessões e poderão vender sua energia livremente como Produtores Independentes de Energia (PIE), mas as usinas de Sobradinho e Itumbiara,



OS DEPUTADOS

terão que honrar seus contratos atuais com os consumidores eletrointensivos até seu término.

A Eletronorte também foi atingida pela MP 579 no que se refere ao sistema de cotas. Porém, apenas a UHE Coaracy Nunes teve sua concessão renovada por esse regime. A principal usina da empresa, a UHE Tucuruí, que ainda não estava amortizada quando da edição da MP 579, permaneceu com seus contratos anteriores, já que a concessão estava prevista para terminar apenas em 2024. Em 2021, por conta da repactuação do risco hidrológico, a concessão da UHE Tucuruí foi prorrogada até 2026.

Deve ser ressaltado que o projeto da UHE Tucuruí, no rio Tocantins, tinha como objetivo abastecer a capital paraense e sua região metropolitana, que na época tinha sua energia elétrica proveniente de termelétricas. Porém, apenas o consumo da região metropolitana de Belém não justificaria um investimento tão elevado, necessário para o barramento num trecho tão largo do rio Tocantins. Foi assim que foram viabilizados projetos eletrointensivos na região, visando justificar um investimento tão vultoso. O principal deles foi o projeto Alumínio do Brasil (ALBRAS).

Como se sabe, a indústria do alumínio é extremamente dependente da energia elétrica, que compõe a maior parte de seus custos. Portanto, incertezas relacionadas ao fornecimento de energia são extremamente sensíveis para essa indústria.

A UHE Tucuruí possui hoje a maior parte de seus contratos de fornecimento de energia celebrados no ACL, não só com a ALBRAS, mas com outros consumidores eletrointensivos da região. Porém, a partir da privatização da Eletrobras, a UHE Tucuruí terá uma nova concessão, por mais 30 anos, na modalidade Produtor Independente de Energia.

Desde sua criação a UHE Tucuruí, da Eletronorte, subsidiária da Eletrobras, fornece energia a preços subsidiados para indústrias estratégicas localizadas na região norte. É graças a atuação da Eletronorte e da Eletrobras como empresas estatais que se viabilizou a industrialização da região amazônica. Porém, a partir da privatização, a Eletrobras e sua subsidiária Eletronorte serão empresas privadas, que terão a maximização do lucro como objetivo.

Atualmente, há grande apreensão por parte da indústria eletrointensiva da região com o futuro do seu fornecimento energético e isso coloca sob risco a competitividade e a própria sobrevivência de indústrias responsáveis por milhares de empregos diretos e indiretos.

Uma região ainda pouco industrializada como a região Norte não pode correr o risco de ter fechadas as poucas indústrias que possui. Além disso, trata-se de setores estratégicos, que podem ter impactos em cadeias produtivas estratégicas, como é o caso do alumínio e de fertilizantes.



OS DEPUTADOS

Talvez por conta da pressa em se viabilizar a privatização da Eletrobras, o governo federal não estabeleceu nenhuma salvaguarda para os consumidores eletrointensivos da região Norte. Se nada for feito, esses consumidores terão que competir com outros consumidores do país, sem qualquer consideração para com sua importância estratégica no contexto regional e mesmo nacional, no que diz respeito à necessidade de manutenção de cadeias industriais estratégicas.

Antes da aprovação da MP 1.031/21, convertida na lei 14.182/21, técnicos da própria Eletronorte já discutiam alternativas para os eletrointensivos por conta da possível renovação da concessão da UHE Tucuruí pelo regime de cotas. Já se vislumbrava uma solução semelhante à encontrada pela lei 13.182/15 que reservou parte da garantia física da CHESF e de Furnas para esses grandes consumidores.

Porém, a privatização da Eletrobras não previu qualquer tratamento específico para essas indústrias da região Norte. Essa displicência põe em risco cadeias produtivas inteiras, em uma região que já possui grande déficit de desenvolvimento com relação às demais regiões do país. É importante que este Tribunal de Contas se debruce sobre esse risco para a região e para o país e indique medidas mitigadoras a fim de não causar danos irreversíveis para uma região tão sensível do ponto de vista econômico, social e ambiental.

6. DA MEDIDA CAUTELAR

Diante do iminente perigo desta operação para as finanças da Eletrobras e do erário público, conforme aludido anteriormente, evidencia-se a necessária e urgente atuação desta Corte de Contas no sentido de suspender todas as tratativas e iniciativas empresariais que visam a venda de ativos da empresa.

Fundamenta-se a presente solicitação no Regimento Interno do TCU o qual prevê a possibilidade de adoção de medida cautelar nestes casos:

Art. 276. O Plenário, o relator, ou, na hipótese do art. 28, inciso XVI, o Presidente, em caso de urgência, de fundado receio de grave lesão ao erário, ao interesse público, ou de risco de ineficácia da decisão de mérito, poderá, de ofício ou mediante provocação, adotar medida cautelar, com ou sem a prévia oitiva da parte, determinando, entre outras providências, a suspensão do ato ou do procedimento impugnado, até que o Tribunal decida sobre o mérito da questão suscitada, nos termos do art. 45 da Lei nº 8.443, de 1992.

7. CONCLUSÃO E PEDIDO



OS DEPUTADOS

Diante do exposto, e com base no art. 276 do Regimento Interno do TCU, requer:

- a) que sejam oficiados os responsáveis para levantamento do sigilo que gravam os documentos destes autos, em especial o Estudo de Impacto Tarifário, e, após seu levantamento, seja conferido novo prazo para que os Parlamentares e demais entidades habilitadas como *amicus curiae* apresentem suas contribuições;
- b) seja concedida medida cautelar para determinar que o Ministério de Minas e Energia e a Eletrobras se abstenham de realizar qualquer ato ou ação preparatória para a desestatização da Eletrobras até que os pontos trazidos à análise desta Corte de Contas sejam concluídos;
- c) seja recebida a presente manifestação de *amicus curiae*, que demonstram o impacto tarifário da modelagem de privatização da Eletrobras e o prejuízo para o povo brasileiro, fatos que ensejam a adoção das medidas cabíveis de competência desta Corte;
- d) sejam comunicados aos Requerentes os respectivos encaminhamentos.

Nestes termos,

Pede deferimento.

Brasília, 18 de abril de 2022.

Bohn Gass
Deputado Federal - PT/RS

Pedro Uczai
Deputado Federal - PT/SC

Erika Kokay
Deputada Federal - PT/DF

JOÃO DANIEL
Deputado Federal (PT-SE)



OS DEPUTADOS

A handwritten signature in black ink, consisting of several fluid, overlapping strokes.

LEONARDO MONTEIRO
Deputado Federal – PT/MG

A handwritten signature in black ink, featuring a prominent vertical stroke and several horizontal strokes.

Ze Carlos
Deputado Federal - PT/MA

A handwritten signature in blue ink, characterized by a large, complex loop and a long vertical stroke extending upwards.

Leo de Brito
Deputado Federal

A handwritten signature in blue ink, showing a stylized 'H' and 'F' followed by a long horizontal stroke.

Henrique Fontana
Deputado Federal - PT/RS